

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Электронного обучения
Специальность – 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра – Электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект реконструкции электрической части Ново-Кемеровской ТЭЦ

УДК 621.311.22.002.5.001.6048.35(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-9202	Антонов Дмитрий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	к.пед.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к. т. н.		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

(Подпись) _____ (Дата) Прохоров А.В.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Антонову Дмитрию Александровичу

Тема работы:

Проект реконструкции электрической части Ново-Кемеровской ТЭЦ

Утверждена приказом

№ 1028/с от 12.02.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.05.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Нормальная электрическая схема Ново-Кемеровской ТЭЦ; материалы преддипломной практики.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Поиск источников по теме исследования; аналитический обзор источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач исследования; обоснование необходимости реконструкции Ново-Кемеровской ТЭЦ; выбор и проверка оборудования и аппаратуры; расчёт релейной защиты; расчёт показателей надёжности; технико-экономические расчёты; производственная и экологическая</p>

	безопасность; анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема Ново-Кемеровской ТЭЦ до реконструкции; схема Ново-Кемеровской после реконструкции; результаты выполненного исследования.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры менеджмента Коршунова Л.А
Социальная ответственность	Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Амелькович Ю.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н. П.	к. пед. н.		12.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Антонов Дмитрий Александрович		12.02.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Антонову Дмитрию Александровичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.</i>	Цели и задачи сравнения экономической эффективности реконструкции.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расчёт капиталовложений.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Расчет затрат на проектирование
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчёт годовых эксплуатационных затрат.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет затрат на проектирование
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчёт годовых эксплуатационных затрат.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.02.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Л.А. Коршунова	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Антонов Дмитрий Александрович		12.02.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Антонову Дмитрию Александровичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Характеристика 1 ЗРУ 110 кВ Ново-Кемеровской ТЭЦ; материалы преддипломной практики.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>Анализ следующих вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • низкая освещённость; • повышенный уровень электромагнитных излучений; • климатическое состояние воздушной среды; • содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны; • шум. <p>Разработка комплекса мер по снижению воздействия выявленных факторов.</p> <p>Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • опасность поражения электрическим током; • опасность ожога при загорании электрической дуги. <p>Разработка комплекса мер по снижению воздействия выявленных факторов.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу элегаза.</p> <p>Разработка комплекса мер по обеспечению экологической безопасности при эксплуатации элегаза.</p> <p>Разработка комплекса мер по обеспечению экологической безопасности при эксплуатации, накопления ртутных ламп</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Разработка комплекса мер по обеспечению пожарной безопасности, выявлению возможных причин пожаров, методов пожаротушения.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Разработка перечня необходимой нормативно технической документации в отношении охраны труда при проведении реконструкции и эксплуатации объекта.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.02.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Амелькович Ю.А.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Антонов Дмитрий Александрович		12.02.2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения

Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети

Уровень образования – специалитет

Кафедра Электрические сети и электротехника

Период выполнения – Весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.05.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
29.02.2016	<i>Поиск источников по теме исследования; аналитический обзор источников по теме исследования.</i>	15
07.03.2016	<i>Описание объекта, цели и постановка задач исследования; обоснование необходимости реконструкции Ново-Кемеровской ТЭЦ.</i>	10
15.03.2016	<i>Выбор и проверка оборудования и аппаратуры.</i>	30
13.04.2016	<i>Расчёт релейной защиты; расчёт показателей надёжности.</i>	30
20.04.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5
27.04.2016	<i>Социальная ответственность</i>	5
04.05.2016	<i>Анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	к. пед. н.		12.02.2016

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к. т. н.		12.02.2016

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на 156 страницах пояснительной записки, которая содержит: 32 рисунка; 33 таблицы; 12 приложений; 26 источников.

Ключевые слова: распределительное устройство; выключатель; разъединитель; шины; воздушная линия.

Объектом исследования является АО Ново-Кемеровская ТЭЦ. Целью работы является разработка проекта по реконструкции распределительного устройства 110 кВ в целях повышения надёжности работы оборудования и качества электроэнергии.

В процессе исследования проведены: расчёты токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, проведён расчёт и осуществлён выбор модульных систем для замены заземления. Дополнительно спроектирована ВЛ 110 кВ Ново-Кемеровская ТЭЦ – Очистная 2, проведён анализ вредных и опасных производственных факторов, проведён выбор варианта реконструкции с точки зрения экономической эффективности.

В результате исследования можно сделать вывод, что реконструкция распределительного устройства приведет к повышению надёжности и качества электроснабжения потребителей. Экономическая эффективность работы заключается в повышении надёжности, что максимально снижает экономические риски последствий аварийных ситуаций и недоотпуска электрической энергии, а также эксплуатационные затраты.

Результаты проекта в части реконструкции РУ планируются к реализации на АО Ново-Кемеровская ТЭЦ в 2017 году. В части строительства линии планируется в рамках ремонтной кампании 2017 – 2022 гг.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					8	156
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Abstract

Following final qualifying work is made of explanatory note on 156 pages The work includes 32 fig., 33 tables, 26 sources, 12 attachments.

Keywords: Switchgear, breaker, switch, tires, overhead line.

Object of research: functioning heat and power switchgear of Novo-Kemerovskaya, CHP. Aim of work: Development of the project for the switchgear 110 kV reconstruction in order to improve the reliability of equipment and power quality.

During the research calculations of short-circuit currents, selection of high-voltage equipment were carried out, high-voltage line 110 kV Novo-Kemerovskaya – Ochistnaya 2 was constructed, analysis of harmful factors was made, the best way of reconstruction in terms of economic efficiency was selected.

As a result of research we can conclude that reconstruction of the switchgear will lead to improvement of the reliability of power supply for the consumers.

Economic efficiency lies in the fact that the improvement of reliability reduces the economic risks of consequences of emergencies and undersupply of electric energy; it also reduces operating costs.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Антонов Д.А.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Фикс Н.П.</i>					9	156
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Содержание

Введение.....	13
1 Анализ элементов РУ, обоснование необходимости строительства новых линий	14
1.1 Техничко-экономическое обоснование замены разъединителей типа РЛНО	15
1.2 Техничко-экономическое обоснование строительства линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2.....	16
2 Выбор основного оборудования, устанавливаемого в ходе реконструкции 1 ЗРУ 110 кВ	18
2.1 Расчёт токов короткого замыкания сети 110 кВ.....	18
2.2 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 кВ	19
2.3 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ	20
2.4 Выбор разъединителей РУ 110 кВ	25
2.7 Выбор устройств защиты от перенапряжений.....	30
2.8 Релейная защита линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2	32
3 Защитное заземление. Сравнительный анализ и расчёт современных систем	40
3.1 Защитное заземление	40
3.2 Типы заземляющих устройств.....	41
3.3 Системы заземления	43
3.4 Защитное зануление.....	47
3.5 Расчёт защитного зануления.....	51
3.6 Системы зануления	52
3.7 Конструктивное исполнение заземляющего устройства.....	54
3.8 Влияние удельного сопротивления грунта на сопротивление заземления электрода.....	59
3.9 Методы снижения удельного сопротивления грунта при монтаже заземляющих устройств.	60
3.10 Расчёт контура заземления РУ 6,3-110кВ	63

					ФЮРА.140205.002 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Антонов Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Фикс Н.П.				10	156
Консульт.					<i>Содержание</i>		
Н. Контр.					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Утверд.							

6.8 Разработка порядка действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций.....	124
6.8.1 Тушение пожара в распределительных устройствах	124
6.8.2 Тушение пожара огнетушителями	125
6.8.3 Тушение очагов горения подручными материалами.	128
6.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	129
6.9.1 Организационные вопросы	129
6.9.2 Правовые вопросы	130
Заключение	133
Список использованных источников	135

Введение

Объектом исследования и реконструкции является АО Ново-Кемеровская ТЭЦ Сибирской Генерирующей Компании, расположенная в городе Кемерово. АО Ново-Кемеровская ТЭЦ эксплуатируется с 1955 года. Значительная часть основного оборудования эксплуатируется с момента ввода в эксплуатацию. Срок эксплуатации данного оборудования более чем в два раза превышает нормативный, что в современных условиях не гарантирует надёжного электро-тепло снабжения потребителей нормативного качества. Кроме того, эксплуатация данного оборудования не обеспечивает безопасных условий труда эксплуатационного персонала, соответствующих нормативным требованиям. Первостепенную важность имеет реконструкция, которая подразумевает замену разъединителей со сроком эксплуатации более 58 лет, находящихся в аварийном состоянии, эксплуатация которых ставит под угрозу жизнь и здоровье оперативного персонала. Кроме того, основная часть заземляющего устройства эксплуатируется на АО Ново-Кемеровская ТЭЦ с момента ввода объекта в эксплуатацию и также требует скорой замены.

В процессе реконструкции закрытого распределительного устройства 110 кВ №1 также необходимо предусмотреть возможность подключения новой линии для питания потребителей ПС Очистная. Данное обстоятельство продиктовано планируемым закрытием АО Кемеровской ТЭЦ и перераспределением питания потребителей на шины 1 ЗРУ 110 кВ АО Ново-Кемеровской ТЭЦ. Ввиду необходимости подключения новых мощностей к шинам РУ в объёме реконструкции предусматривается выбор выключателя для вновь вводимой линии и другого основного и вспомогательного оборудования.

Характеристики основного оборудования АО Ново-Кемеровской ТЭЦ указаны в таблице П1 приложения А.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					13	157
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

1 Анализ элементов РУ, обоснование необходимости строительства новых линий

РУ – 110 кВ (распределительное устройство) состоит из:

- ЗРУ- 110 кВ (закрытое распределительное устройство);
- ОРУ-110 кВ (открытое распределительное устройство).

ЗРУ- 110 кВ располагается в двух помещениях 1 ЗРУ-110 кВ и 2 ЗРУ-110 кВ

В первом помещении ЗРУ-110 (1 ЗРУ-110 кВ) расположены 13 ячеек с масляными выключателями, шинными и заземляющими разъединителями. Во втором помещении ЗРУ-110 кВ (2 ЗРУ-110 кВ) находятся 19 ячеек с масляными и элегазовыми выключателями, шинными, линейными и заземляющими разъединителями.

Электрооборудование 1ЗРУ-110 кВ и 2ЗРУ-110 кВ размещено на двух этажах. На первом этаже находятся выключатели, на втором этаже шинные разъединители.

Для проведения высокого напряжения через стены закрытых РУ в последних установлены линейные вводы с твердой изоляцией типа RMF – 123/1000 и ГКДПЛ-90-110/1000.

Для осуществления реактированной связи шин 110 кВ первого и второго ЗРУ-110 кВ – применяются маслonaполненные реакторы 110 кВ СРС-110 кВ

2 ЗРУ-110 кВ имеет обходную систему шин, расположенную на ОРУ-110 кВ напротив здания 2ЗРУ-110 кВ, оборудована линейными разъединителями типа СОНК-12-31,5, РГ-110/2000 и РГН-110/2000, позволяет взять под защиты, через обходной выключатель (ОВ) любую ВЛ-110 кВ 2ЗРУ-110.

В 1ЗРУ-110 кВ расположено электрооборудование 1 и 2 системы шин 110 кВ, в 2ЗРУ-110 кВ – электрооборудование 3 и 4 системы шин 110 кВ

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Анализ элементов РУ, обоснование необходимости строительства новых линий</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					14	156
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

В ходе проведённого анализа выявлено, что в закрытых распределительных устройствах в основной массе применено современное электрооборудование, соответствующее действующим требованиям, обеспечивающее надёжную, безопасную и экономичную эксплуатацию. В 1ЗРУ-110 кВ выработали ресурс, морально устарели и не обеспечивают надёжную, безопасную и экономичную эксплуатацию все разъединители типа РЛНО.

1.1 Технико-экономическое обоснование замены разъединителей типа РЛНО

В настоящее время в 1ЗРУ-110кВ АО Ново-Кемеровская ТЭЦ используются разъединители типа РЛНО-110 кВ производства завода «Ленсовнархоз», на опорных изоляторах ОНШ-35-20 с приводом ПНЧ в количестве 24 штук. Данные разъединители эксплуатируются на АО Ново-Кемеровская ТЭЦ более 58 лет, что при нормативном сроке службы в 25 лет превосходит установленный срок более чем в 2,3 раза. Проведение капитальных ремонтов данных разъединителей не представляется возможным, ввиду полного отсутствия производства запасных частей, изношенных до невозможности эксплуатации. Изготовление запасных частей хоз. способом не представляется возможным ввиду особых требований в части твёрдости металлов, коэффициентам растяжения, температурного линейного удлинения, а также аустенитно-перлитной структуре металла. Кроме того, изношены до состояния, при котором дальнейшая эксплуатация представляет опасность и требуют замены опорно-стержневые фарфоровые изоляторы. Замена изоляторов также не представляется возможным ввиду отсутствия производства изоляторов данного типа. Данное обстоятельство подтверждает «Протокол обследования состояния опорно-стержневых фарфоровых изоляторов 110 кВ на 1ЗРУ-110 кВ Ново-Кемеровской ТЭЦ» Инженерно-аналитического центра «КУЗБАССТЕХЭНЕРГО». Дальнейшая эксплуатация разъединителей может привести к разрушению изоляторов в момент производства оперативных переключений и падению токоведущей части разъединителя на поверхность рабочего

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

настила. Данное обстоятельство ставит под угрозу жизнь и здоровье работников, так-как данный разъединитель не имеет дистанционного привода, и коммутация производится воздействием на рукояти ручного привода. Ввиду того, что органы воздействия на привод разъединителя находятся на расстоянии менее четырёх метров от токоведущих частей разъединителя, то при разрушении изолятора и падении разъединителя на поверхность рабочего настила неминуемо поражение электрическим током работников, производящих оперативные переключения.

Эксплуатируемые разъединители имеют ряд постоянно проявляющихся при производстве оперативных переключений дефектов, в том числе и устраняемые хоз. способом для возможности дальнейшей эксплуатации:

- повреждения элементов системы тяг привода разъединителя (рисунок П1 П2 приложения Б);
- отсоединение ограничителя подвижного контакта (рисунок П3 приложения Б);
- отсутствие соосности подвижного и неподвижного контактов (рисунок 4 приложения Б);
- износ поворотной системы подвижного контакта разъединителя (рисунок П5 приложения Б);
- износ шестерней привода ПЧН (рисунок П6 приложения Б).

1.2 Технико-экономическое обоснование строительства линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2

В ходе проведённого анализа схемы электрических соединений 110 кВ ОА «Ново-Кемеровская ТЭЦ», а также проведённого анализа схем электрических соединений 110 кВ всех подстанций, имеющих питание от ОА «Ново-Кемеровская ТЭЦ», с учётом планируемого закрытия ОА «Кемеровская ТЭЦ» выявлена необходимость строительства новой линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

ПС 110 кВ «Очистная» имеет 2 питания от ОА «Ново-Кемеровская ТЭЦ» и от ОА «Кемеровская ТЭЦ».

Потенциал реконструкции РУ 110 кВ ОА «Ново-Кемеровская ТЭЦ» может быть раскрыт в установке оборудования в свободные камеры выключателей 1 ЗРУ 110 кВ Яч. №: 2, 13, 15.

Ввиду того, что 1 ЗРУ 110 кВ и 2 ЗРУ 110 кВ в нормальном режиме связаны реактированной перемычкой «СРС», при любых видах аварийных ситуаций (в том числе трёхфазных коротких замыканиях) на шинах одного из РУ 110 кВ обеспечивается электроснабжение потребителей второго РУ с высокой надёжностью. Нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ «Очистная» приведена в приложении В (Рисунок П7).

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

2 Выбор основного оборудования, устанавливаемого в ходе реконструкции 1 ЗРУ 110 кВ

2.1 Расчёт токов короткого замыкания сети 110 кВ

В целях выбора и проверки правильности выбора коммутационных аппаратов и проводников напряжением 110 кВ осуществляется по току трехфазного КЗ и двухфазного КЗ. Расчёт токов КЗ 1 ЗРУ 110 кВ производится в основном коммутационном узле распределительного устройства электростанции. При расчёте наибольшего тока КЗ в узле следует считать включенными все генераторы станции, секционную перемычку связи 1 ЗРУ 110 кВ и 2 ЗРУ 110 кВ в режиме не реактированной связи (СПС), все трансформаторы и линии электропередачи (ЛЭП) распределительных устройств 110 кВ

Расчёт токов короткого замыкания производится для замыкания на шинах 1 ЗРУ 110 кВ проводим расчёт эквивалентных сопротивлений. Расчёт производим в именованных единицах точечным методом.

Сопротивление системы: $X_c = \frac{U_c^2}{S_k} = \frac{115^2}{7571} = 1,746 \text{ Ом}$, где U_c – напряжение на

шинах 110 кВ;

S_k – мощность короткого замыкания.

Расчёт сопротивления трансформаторов с РПН, отнесённое к стороне высокого напряжения: $\Delta U_{РПН} = \frac{\Delta U_{РПН} \%}{100} = \frac{\pm 16,02}{100} = \pm 0,1602\%$

где $U_{вн.ср}$ – среднее значение напряжения, приведённое к стороне высокого напряжения согласно $U_{вн.ср} = 115 \text{ кВ}$

$$U_{вн.мин} = U_{вн.ср} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 0,1602) = 96,6 \text{ кВ}$$

$$U_{вн.мах} = U_{вн.ср} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 + 0,1602) = 133,4 \text{ кВ}$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Антонов Д.А.			Выбор основного оборудования, устанавливаемого в ходе реконструкции 1 ЗРУ 110 кВ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Фикс Н.П.					18	156
Консульт.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н. Контр.								
Утверд.								

Согласно методическим указаниям $U_{вн.маx}$ принимаем равным 115 кВ, так как обмотка среднего напряжения выведена из работы на трёх обмоточных трансформаторах ст. № 1Т, 2Т, то для всех трансформаторах рассчитываем только максимальное значение реактивного сопротивления. Характеристики трансформаторов указаны в таблице 2.1.1

Таблица 2.1.1 – Основные характеристики трансформаторов

Стан. №	Тип	S _{ном} кВ·А	U _{ном} , кВ		U _к , %	Гр. соединения
			ВН	НН		
1Т	ТДТН-40000/110-76У1	40000	110	6,3	17,13	Y/Y/Δ-0-11
2Т	ТДТН-40000/110-У1	40000	110	6,3	18,67	Y/Y/Δ-0-11
3Т	ТРДН-40000/110-76У1	40000	110	6,3	17,13	Y/Δ/Δ-11-11
10Т	ТРДН-40000/110-76У1	40000	110	6,3	17,13	Y/Δ/Δ-11-11
11Т	ТРДЦН-63000/110-76У1	63000	110	6,3	10,76	Y/Δ/Δ-11-11

$$X_{mp. Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}};$$

$$X_{mp. 1Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{17,13 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 56,6360 Ом;$$

$$X_{mp. 2Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{18,67 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 61,7276 Ом;$$

$$X_{mp. 3Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{17,13 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 56,6360 Ом;$$

$$X_{mp. 10Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{17,13 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 56,6360 Ом;$$

$$X_{mp. 11Tmax} = \frac{U_{к.маx \%} \cdot U_{вн.маx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{10,76 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 22,5874 Ом.$$

2.2 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 кВ

$$I_{K1вн} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot x_C}, \text{ где:}$$

U_c – междуфазное напряжение на шинах 110 кВ системы;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$I_{K1\text{вн}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,746} = 38,027 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания, упрощённо вычисляется по формуле: $I_{K2\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K1\text{min.HH}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 38,027}{2} = 32,9323 \text{ кА}$.

2.3 Выбор высоковольтного выключателя 110 кВ

Силовой выключатель является основным коммутационным аппаратом, предназначенным для включений и отключений цепей под нагрузкой в различных режимах работы. Максимально ответственной операцией, при которой выключатель подвергается максимальному термическому воздействию электрической дуги является режим отключения токов КЗ и включение на действующее КЗ в рамках цикла АПВ, а также в случаях ошибочного и самопроизвольного включения, при включенных ЗН, либо установленных переносных заземлений различного типа. При выборе выключателей должны учитываться основные предъявляемые требования:

выключатели должны надёжно отключать токи любых нормальных и аварийных режимов, а также малые индуктивные и емкостные токи, образующиеся при отключении ненагруженных линий, а также отключении трансформаторов на холостом ходу без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений и опасности пробоя изоляции, и срабатывании ОПН;

Иметь малый срез тока при коммутации малых токов;

В целях обеспечения максимальной надёжности и устойчивости работы системы, отключения аварийных токов КЗ должно производиться максимально быстро, выключатель должен обеспечивать надёжную коммутацию в режиме быстродействующего АПВ;

В технологическом отношении конструкция выключателя должна быть простой, максимально удобной и надёжной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокими характеристиками в отношении взрыво-пожаробезопасностью.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Для коммутации в сетях 110 кВ в Российской Федерации применяются выключатели следующих типов:

- воздушные выключатели;
- масляные баковые выключатели;
- маломасляные выключатели;
- вакуумные выключатели с вольфрамовыми контактами;
- вакуумные выключатели с медно-хромовыми контактами;
- элегазовые выключатели.

Воздушные выключатели имеют морально устаревшую конструкцию, сложны и дороги в эксплуатации, требуют большого количества дополнительного оборудования и являются небезопасными для эксплуатирующего персонала. В настоящее время воздушные выключатели не производятся.

Масляные баковые выключатели имеют морально устаревшую конструкцию, сложны и дороги в эксплуатации, являются пожароопасными, являются небезопасными для эксплуатирующего персонала. В настоящее время масляные баковые выключатели не производятся.

Маломасляные выключатели в настоящее время вытесняются вакуумными и элегазовыми выключателями. Маломасляные выключатели имеют более высокую пожарную опасность, более сложны и дороги, а также менее надёжны в эксплуатации. Ввиду увеличения объёма производства элегазовых и вакуумных выключателей в последние годы стоимость маломасляных, вакуумных и элегазовых выключателей имеют одинаковые стоимостные характеристики. Ввиду отсутствия преимуществ стоимостных характеристик и наличие существенных эксплуатационных недостатков в настоящее время применение маломасляных выключателей при реконструкции и вводе в эксплуатацию распределительных устройств является неоправданным.

Вакуумные выключатели высоко зарекомендовали себя при эксплуатации на напряжение 6-35 кВ. Технология производства вакуумных выключателей

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

на напряжение 110 кВ и выше является относительно новой, перспективной, быстро развивающейся.

Вакуумные выключатели с медно-хромовыми контактами имеют ряд преимуществ, к которым относятся

Низкая пожарная опасность;

Отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании;

Простота конструкции, низкие эксплуатационные затраты;

минимальный срез тока при коммутации;

К недостаткам вакуумных выключателей относятся:

Отсутствие контроля дугогасящей среды, что не позволяет провести полноценный контроль работоспособности выключателя.

Высокий уровень отказа выключателей 110 кВ и выше в сравнении с элегазовыми и маломасляными выключателями.

Элегазовые выключатели.

Элегазовые выключатели являются основой парка силовой коммутационной аппаратуры вновь сооружаемых и реконструируемых распределительных устройств.

Достоинства элегазовых выключателей:

Низкая пожарная опасность;

Отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании;

Простота конструкции, низкие эксплуатационные затраты;

Малый срез тока при коммутации;

Полноценный контроль дугогасящей среды на основе средств контроля давления, посредством проведения химического анализа газовой среды;

Наличие реализованных защит и блокировок на основе средств контроля дугогасящей среды;

К недостаткам элегазовых выключателей относятся:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Снижение диэлектрических свойства элегаза из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций токов короткого замыкания, в том числе в рамках цикла АПВ.

Более низкое по сравнению с вакуумными выключателями заявленное количество коммутаций.

По совокупности конструкционных, эксплуатационных и экономических критериев следует рассматривать 2 вида выключателей.

Вакуумные выключатели с медно-хромовыми контактами

Элегазовые выключатели

Вакуумные и элегазовые выключатели не могут рассматриваться в качестве вариантов с одинаковой надёжностью. В процессе опытной эксплуатации вакуумные выключатели показали большее количество на тысячу включений.

По результатам анализа эксплуатационных, стоимостных и других свойств при расчётном сроке службы выключателей 25 лет целесообразно применять вакуумные выключатели при количестве ежегодных коммутаций близкому к 200, либо превосходящим.

Выбор выключателей производится по ряду параметров:

По номинальному напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \text{ где:}$$

$U_{уст}$ - номинальное напряжение установки;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя.

по номинальному току $I_{р.фор} \leq I_{ном}$ где:

$I_{ном}$ - номинальный ток выключателя;

$I_{мах}$ - максимальный ток нормального режима, в режиме наибольших нагрузок.

по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{ске}$ где:

$i_{ске}$ - наибольший пик сквозного тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток трёхфазного КЗ.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Проверка на отключающую способность производится по следующему условию: $I_{н.с} \leq I_{н.откл.}$ где $I_{н.откл.}$ - номинальный ток отключения выключателя;

$I_{н.с}$ - действительное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1.

Проводится проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания: $i_{ac} \leq i_{a.ном}$ где:

$I_{a.ном}$ - номинальное значение апериодической составляющей в отключаемом токе;

$I_{a.ном}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в точке К1.

Проверка на термическую стойкость выключателя проверяется по расчётному импульсу квадратичного тока КЗ по условию: $B_K \leq I_{н.т.}^2 \cdot t_{н.т.}$

где $I_{н.т.}^2 \cdot t_{н.т.}$ - ток и время термической стойкости аппарата к токам КЗ;

B_K - тепловой импульс.

Расчёт теплового импульса проводится по формуле:

$$B_K \leq I_{н.т.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) \text{ где}$$

$t_{откл.}$ - время отключения КЗ определяется: $t_{откл.} = t_{рз.макс} + t_{но}$

Максимально возможный ток выключателей и разъединителей в нормальном режиме: $I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{14330}{\sqrt{3} \cdot 110} = 75,21 \text{ A}$

Выбираем выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 с паспортными данными указанными в приложении Г.

Проводим проверку правильности выбора выключателя.

Апериодическая составляющая тока: $t = 0,035 + 0,005 = 0,04 \text{ с}$

$$i_{ac} = \sqrt{2} \cdot I \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) = \sqrt{2} \cdot 32,93 \cdot \exp\left(-\frac{0,04}{0,02}\right) = 6,29 \text{ кА}$$

ЗРУ 110 кВ T_a принимается равным 0,02 сек.

Ударный коэффициент тока КЗ:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$K_{y\partial} = 1 + \exp\left(-\frac{0,01}{T_a}\right) = 1 + 0,606 = 1,606$$

$$\text{Ударный ток КЗ } I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I = \sqrt{2} \cdot 1,606 \cdot 32,93 = 74,79 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{н.т.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = 32,93^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 189,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

$$t_{откл.} = t_{рз.мах} + t_{по}$$

$$B_{KQ} = I_{терм}^2 \cdot t_{вкл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$$

Условия выбора и проверки выключателей приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Условия выбора и проверки выключателей.

Паспортные данные	Условие выбора	Расчётные параметры	Размерность
110	$U_{уст} = U_{ном}$	110	кВ
40	$I_{н.откл} > I_{н.т.}$	32,93	кА
2500	$I_{ном.} > I_{мах}$	75,21	А
40	$i_{ат} > i_{а.ном}$	6,29	кА
102	$I_{дин.} > I_{y\partial}$	74,79	кА
4800	$B_{кQ} > B_K$	189,77	кА ² · сек

2.4 Выбор разъединителей РУ 110 кВ

Исходи из полученных расчётов выбирается разъединитель SGF 123n-100+2E/2HA/1MT50 с паспортными данными указанными в приложении Д.

Условия выбора и проверки разъединителей приведены в таблице 2.4.1

Таблица. 2.4.1 Условия выбора и проверки разъединителей.

Паспортные дан-	Условие вы-	Расчётные пара-	Размер-
110	$U_{уст} = U_{ном}$	110	кВ
1600	$I_{ном.} > I_{max}$	75,21	А
100	$I_{дин.} > I_{уд}$	74,79	кА
4800	$B_{кQ} > B_{к}$	189,77	к А ² ·сек

2.5 Выбор проводников ошиновки РУ 110 кВ

Проводим расчёт и выбор токопровода ошиновки 1 ЗРУ 110 кВ

Сечение токопровода выбираем по экономической плотности тока (мате-

риал – алюминий): $g_{э} = \frac{I_{норм}}{J_{эк}}$ (2.5.1)

где: $J_{эк}$ – экономическая плотность тока.

$$J_{эк} = 1,3 \text{ А/мм}^2 ; \text{ при } T_{max} = 1000 - 3000 \text{ ч.}$$

$I_{норм}$ – рабочий ток нормального режима.

$$I_{норм} = \frac{I_{расч}}{2} , \quad (2.5.2)$$

Где $I_{расч}$ – расчётное значение тока.

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1083 \text{ А,}$$

$$I_{норм} = \frac{1083}{2} = 541.5 \text{ А,} \quad (2.5.3)$$

$$g_{э} = \frac{541.5}{1,3} = 416.54 \text{ мм}^2.$$

Учитывая конструктивные особенности РУ, в целях повышения надёжности подключения присоединений 1 ЗРУ 110 кВ ошиновку РУ проводим двумя проводами марки АС-300, проведём его проверку.

Проверяем токопровод по максимальной длительной нагрузке:

$$I_{max} \leq I_{дон} , \quad (2.5.4)$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

где I_{\max} – максимальный рабочий ток токопровода.

$$I_{\max} = I_{\text{расч.}} = 1083 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5, \quad (2.5.5)$$

где: $I_m = 600 \text{ А}$ – максимальное допустимое значение тока для проводника по ПУЭ;

$k_1 = 1$ – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды;

$k_5 = 1,05$ – коэффициент, учитывающий фактическое рабочее напряжение.

$n_{\text{пров}} = 2$ – количество проводов одинакового сечения в фазе.

$$I_{\text{доп}} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5 = 600 \cdot 1 \cdot 1,05 \cdot 2 = 1260 \text{ А,}$$

таким образом

$$I_{\max} = 1083 < I_{\text{доп}} = 1260 \text{ А.}$$

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. При напряжении реконструируемого РУ 110 проводится в обязательном порядке.

Производится проверка выполнения условия короностойкости по формуле:

$$1,07E \leq 0,9E_0. \quad (2.5.6)$$

Определяется – начальная критическая напряжённость электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,99 \text{ кВ/см.} \quad (2.5.7)$$

где:

- $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода для многопроволочных проводов;
- $r_0 = \frac{1}{2} d_0 = \frac{1}{2} \cdot 2,16 = 1,08 \text{ см.}$ - радиус провода;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- E_0 - Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \lg \frac{378}{1,08}} = 6,155 \text{ кВ/см.} \quad (2.5.8)$$

где: $U = 110$ кВ – линейное напряжение, кВ; D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378$ см., где $D = 300$ см. - расстояние между соседними фазами. $1,07E = 1,07 \cdot 6,115 = 6,154$ кВ/см $< 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31,99 = 28,8$ кВ/см.

Результаты расчётов сведём в таблицу 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Выбор и проверка гибких токопроводов.

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$g_3 = \frac{I_{норм}}{J_{эк}}$	$I_{норм} = 541,5$ А,	АС-300/39
$g_3 \leq S$	$g_3 = 416,5$ мм ² .	$S = 2 \cdot 300$ мм ² .
$I_{max} \leq I_{дон}$	$I_{max} = 1038$ А.	$I_{дон} = 1260$ А.
$1,07E \leq 0,9E_0$.	$1,07E = 6,544$ кВ/см.	$0,9E_0 = 28,8$ кВ/см.

В результате проведённых расчётов проведён выбор и проверка правильности выбора токопровода ошиновки 1 ЗРУ 110 кВ Заданным условиям соответствует гибкий токопровод АС-300/39.

2.6 Проектирование системы измерений ВЛ 110 кВ Новокемеровская ТЭЦ-Очистная В2

Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по напряжению установки, рабочему току первичной цепи, нагрузке вторичной цепи при выбранном классе точности.

Выбор ТА по вторичной нагрузке выполняется по условию:

$$Z_2 \leq Z_{2н} \quad (2.6.1)$$

Где: Z_2 - расчётная нагрузка вторичной цепи, Ом;

$Z_{2н}$ - номинальная допустимая нагрузка ТА в выбранном классе точности, Ом.

Так как индуктивное сопротивление вторичной цепи невелико, можно принять, $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \quad (2.6.2)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} \approx \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} \quad (2.6.3)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами, В·А;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток приборов трансформатора тока, А.

Переходное сопротивление контактов принимается:

$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ - при количестве подключаемых приборов не более трёх;

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - при количестве подключаемых приборов более трёх.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (2.6.4)$$

По рассчитанному сопротивлению $r_{\text{пров}}$ определяется сечение соединительных проводов:

$$q_{\text{рас}} = \frac{p \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (2.6.5)$$

где p - удельное сопротивление материалов провода:

$p = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ для алюминиевых проводов;

$p = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ для медных проводов;

$l_{\text{расч}}$ - расчётная длина провода от ТА до приборов, м.

По условиям механической прочности сечение соединительных медных проводов не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор трансформатора тока в цепи РУ 110 кВ

$I_{\text{р.мах}} = 75,21 \text{ А}$, $U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

амперметр ЭА-0702

Выбирается трансформатор ТВГ-110, используется вторая вторичная обмотка в классе точности 0,2:

где $U_H = 110 \text{ кВ}$;

$I_{H1} = 200 \text{ А}$;

$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$;

$B_k = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$;

$I_{H2} = 5 \text{ А}$;

$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$.

По формуле (7.1) определим:

$$r_{\text{приб}} \approx \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом},$$

$S_{\text{приб}} = 2$,

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$

По формуле (7.2) определим:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом}$$

Сопротивление соединительных медных проводов

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3l}, \quad (2.6.6)$$

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, принимаем $l_{\text{расч}} = 145 \text{ м}$.

$$q_{\text{рас}} = \frac{P \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = 0,0175 \cdot \frac{145}{1,02} = 2,49 \text{ мм}^2 \quad (2.6.7)$$

$$q_{\text{СТ}} = 2,5 \text{ мм}^2$$

2.7 Выбор устройств защиты от перенапряжений

Системы защиты от перенапряжений являются обязательным средством защиты вновь вводимых и реконструируемых распределительных устройств. Системы защиты от перенапряжений предназначены для отведения электрического

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

разряда перенапряжения, возникшего в электрической сети при коммутациях электрических аппаратов, в том числе при коммутациях с большим срезом тока (при отключении ненагруженных линий, а также маломощных трансформаторов на XX) и атмосферных разрядах на землю. Кратковременные перенапряжения могут привести к пробое изоляции и, как следствие, короткого замыкания, как на отдельных фидерах, так и на ряде присоединений, что может привести к лавинным отключениям в распределительных устройствах. Основными способами защиты распределительных устройств от перенапряжений являются:

Применение более надёжной изоляции основного оборудования, что в распределительных устройствах приводит к неоправданно высокому увеличению стоимости основного оборудования, в частности наиболее ярко выражено при выборе проходных изоляторов и вводов выключателей.

Применение вентильных разрядников, включающих нелинейные сопротивления и последовательно включенный искровой промежуток. Искровой промежуток необходим для исключения длительного воздействия на сопротивления рабочего напряжения, ввиду низкой термической стойкости нелинейных сопротивлений.

Применение нелинейных ограничителей перенапряжения.

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – защитный аппарат, который содержит последовательно соединенные варисторы, и не имеет искровых промежутков.

полупроводниковый элемент, обладающий высоконелинейной симметричной вольтамперной характеристикой, многократно снижающий активное сопротивление, при увеличении приложенного к нему напряжения выше пороговой величины. Варисторы изготавливаются из керамических материалов, содержащих окись цинка и другие окислы металлов, спеченных вместе.

В отличие от вентильных разрядников ограничители перенапряжения ОПН имеют ряд преимуществ:

Меньший объём обслуживания.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Глубокий уровень ограничения всех видов перенапряжений;
Стабильность характеристик и устойчивость к старению;
Большая взрывобезопасность (в особенности у ОПН с полимерным изолятором)

Меньшие габариты, вес.

Выбор ОПН 110 кВ

Важнейшим обстоятельством, определяющим надёжную работу нелинейных ограничителей перенапряжения, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате. В Российской Федерации и оно оговорено директивными документами в рамках действующих правил и требований (ПТЭ, ПУЭ, РУ). По данным требованиям напряжение по подстанциям в нормальном режиме не должно быть больше, чем

$$U_{НР} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} U_{НОМ} \text{ в сетях 110-220 кВ} \quad (2.7.1)$$

Значения $U_{НР}$ для нелинейных ограничителей перенапряжения, устанавливаемых на РУ 110 кВ в нормальном режиме $U_{НОМ}=110$ кВ, $U_{НР}=73$ кВ.

На стороне 110 кВ устанавливаются ОПН типа ОПНп-110 кВ

ОПНп-110 кВ Ограничители перенапряжений в полимерных (п) покрышках на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков.

Для защиты нейтралей трансформаторов от напряжений, устанавливаем ОПНп-110 кВ ухл1 в количестве трёх штук, для каждой системы шин с паспортными данными указанными в приложении Е.

2.8 Релейная защита линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2

Шкаф защит типа ШЭ 2607-016(ЭКРА)

Дистанционная защита

Параметры линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2:

Длина $L=4,65$ км;

Сопrotивсение прямой последовательности:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

- $R1 = 1,16 \text{ Ом};$
- $X1 = 1,99 \text{ Ом}.$

Сопротивление нулевой последовательности:

$$X0 = 5,97 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление в месте повреждения

Дистанционная защита от однофазных замыканий на землю играет особенно важную роль, так как этот тип повреждения составляет более 70 % всех неисправностей на линиях электропередач.

При таких повреждениях сопротивление в месте повреждения состоит из трех компонентов: сопротивления дуги, сопротивления опорной конструкции и сопротивления основания опоры.

Длина дуги для полимерных изоляторов 2,4 м,

Сопротивление дуги может быть вычислено по формуле Варрингтона:

$$R_{\text{arc}} = \frac{28707 \cdot l}{I^{1.4}} \quad (2.8.1)$$

где:

I - действующее значение тока повреждения в А;

l - длина дуги (в метрах). Данное выражение применяется для зоны 1 дистанционной защиты.

$$R_{\text{дуги}} = 28,707 \cdot 2,4 / 162,98 = 0,43 \text{ Ом}$$

Откуда:

активное сопротивление в месте повреждения для повреждений “фаза-фаза” $R_{FPP} = 0,43 \text{ Ом};$

Активное сопротивление в месте повреждения для повреждений “фаза-земля” $R_{FPE} = 0,43 + 5,4 = 5,83 \text{ Ом}.$ (2.8.2)

Минимальный ток срабатывания I_{MinOp} обуславливает чувствительность дистанционной защиты, встроенной в терминалы REL 511. На практике было доказано, что уставка тока по умолчанию, составляющая 20 % от номинального тока, является оптимальным значением для большинства применений.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Результаты расчётов сведём в таблицу 2.8.1.

Таблица 2.8.1 – Выбор уставок шкафа защит типа ШЭ2607-016(ЭКРА)

Параметр	Диапазон	Единица измерения	Значение для ВЛ	Описание параметра:
I _{MinOp}	10 - 30	% от I _{1b}	20	Минимальный ток срабатывания для зон дистанционной защиты в прямом направлении

Расчёт первой ступени дистанционной защиты

- от междуфазный КЗ

Первая ступень дистанционной защиты должна охватывать 85-95% защищаемой линии. Таким образом:

Для ВЛ ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2:

Активное сопротивление линии прямой последовательности:

$$R_{1PP} = R_1 \cdot 0,8 = 0,85 \cdot 1,16 = 0,99 \text{ Ом} \quad (2.8.3)$$

Реактивное сопротивления прямой последовательности:

$$X_{1PP} = X_1 \cdot 0,8 = 0,85 \cdot 1,99 = 1,69 \text{ Ом}$$

Режим отключения без выдержки времени.

Результаты расчётов сведём в таблицу 2.8.2.

Таблица 2.8.2 – Выбор уставок для междуфазного измерения шкафа защит типа ШЭ2607-016(ЭКРА)

Параметр	Диапазон	Единица измерения	Значение	Описание параметра:
X _{1PP}	0.01 – 400.00	Ом/фаза	1,69	Область действия в направлении реактивного сопротивления прямой последовательности зоны 1 для междуфазных повреждений
R _{1PP}	0.01 – 400.00	Ом/фаза	0,99	Активное сопротивление линии прямой последовательности в зоне 1 дистанционной защиты для междуфазных повреждений
R _{FPP}	0.01 – 400.00	Ом/контур	0,43	Область действия в направлении активного сопротивления зоны 1 дистанционной защиты для междуфазных повреждений
Таймер t _{1PP}	Выкл., Вкл.		Выкл	Режим отключения с выдержкой времени для зоны 1 дистанционной защиты для междуфазных повреждений

Параметр	Диапазон	Единица измерения	Значение	Описание параметра:
T1PP	0.000 – 60.000	с	0	Выдержка времени на отключение зоны 1 дистанционной защиты для междуфазных повреждений

Расчёт уставок от однофазных замыканий

Первая ступень дистанционной защиты должна охватывать 85-95% защищаемой линии. Таким образом:

Для ВЛ ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2:

Активное сопротивление линии прямой последовательности:

Активное сопротивление линии прямой последовательности:

$$R_{1PE} = R_1 \cdot 0,8 = 0,85 \cdot 1,16 = 0,99 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивления прямой последовательности:

$$X_{1PE} = X_1 \cdot 0,8 = 0,85 \cdot 1,99 = 1,69 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление нулевой последовательности линии

$$R_{0PE} = R_0 \cdot 0,85 = 2,9 \cdot 0,85 = 2,47 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивление нулевой последовательности линии

$$X_{0PE} = X_0 \cdot 0,85 = 5,97 \cdot 0,85 = 5,07 \text{ Ом}$$

Режим отключения без выдержки времени.

Результаты расчётов сведём в таблицу 2.8.3.

Таблица 2.8.3 – Выбор уставок для однофазного измерения шкафа защит типа ШЭ2607-016(ЭКРА)

Параметр	Диапазон	Единица измерения	Значение для ВЛ	Описание параметра:
Operation PE	Выкл, вкл.		вкл	Режим срабатывания зоны 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
X1PE	0.01 – 400.00	Ом/фаза	1,69	Область действия в направлении реактивного сопротивления прямой последовательности зоны 1 для однофазных замыканий на землю

Параметр	Диапазон	Единица измерения	Значение для ВЛ	Описание параметра:
R1PE	0.01 – 400.00	Ом/фаза	0,99	Активное сопротивление линии прямой последовательности в зоне 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
X0PE	0.01 – 1200.00	Ом/фаза	5,07	Реактивное сопротивление нулевой последовательности линии, включаемое в зону 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
ROPE	0.01 – 1200.00	Ом/фаза	2,47	Активное сопротивление нулевой последовательности линии, включаемое в зону 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
RFPE	0.01 – 400.00	Ом/контур	5,83	Область действия в направлении активного сопротивления зоны 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
Таймер t1PE	Выкл., Вкл.		Вкл.	Режим срабатывания с выдержкой времени для зоны 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю
t1PE	0.000 – 60.000	с	0.000	Выдержка времени на отключение зоны 1 дистанционной защиты для однофазных замыканий на землю

Ограничение полного сопротивления нагрузки Для любой зоны должна проверяться максимально допустимая зона активного сопротивления для обеспечения достаточной отстройки между границей реле и минимальным полным сопротивлением нагрузки.

Минимальное полное сопротивление нагрузки (Ом/фазу) вычисляется по формуле:

$$Z_{нагр.min} = \frac{U^2}{S}; \quad (2.8.4)$$

где:

U - минимальное междуфазное напряжение в кВ,

S - максимальная полная мощность в МВА.

$$Z_{нагр.min} = (0,9 \cdot 115) / (14,33 \cdot 0,85) = 879 \text{ Ом.}$$

Во избежание влияния нагрузки, заданная зона действия функции дистанционной защиты в направлении активного сопротивления должна быть меньше 80 % от минимального значения сопротивления нагрузки.

$$RFPE \leq 0,8 \cdot Z_{нагр.min} \quad (2.8.4)$$

$$6,33 \leq 0,8 \cdot 879$$

$$6,33 \leq 16$$

Удовлетворяет условию.

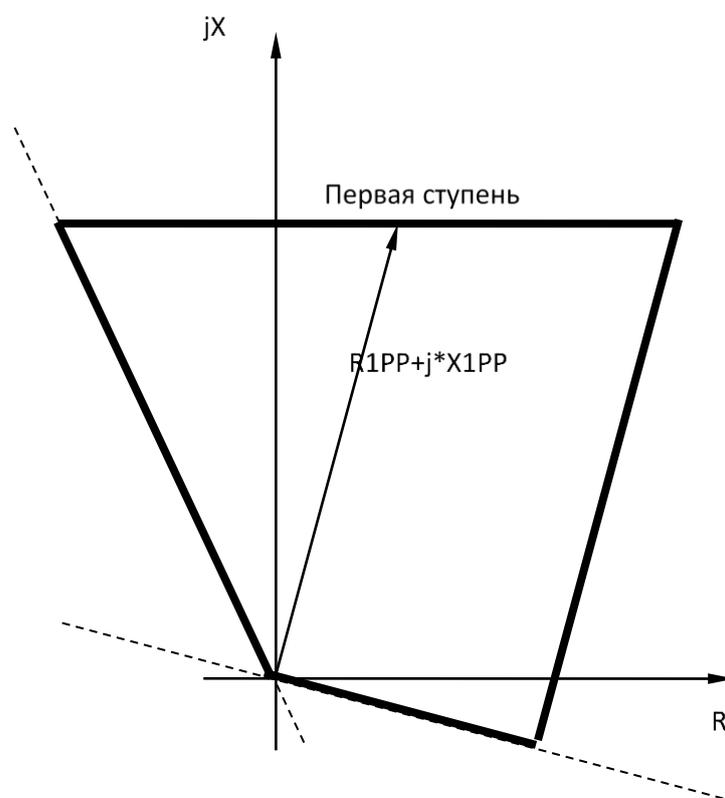
Определим угол полного сопротивления линии ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{X_{1PP}}{R_{1PP}}\right) \quad (2.8.5)$$

$$\alpha = \arctg(1,69/0,99) = 74,81^\circ.$$

$$z = 3.129 \cdot e(74,81^\circ).$$

Построим характеристику срабатывания первой области ДЗ от многофазных КЗ для ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2:



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.002 ПЗ

Лист

37

Рисунок 2.8.1 – Характеристика срабатывания ДЗ ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2

Максимальная токовая защита

МТЗ выполняем на цифровом модуле комплектного шкафа защит типа ШЭ 2607-016 (ЭКРА)

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot K_{сз}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб.маx} = \frac{1,3 \cdot 2,3}{0,85} \cdot 80,33 = 282,57 \text{ A} \quad (2.8.6)$$

где $I_{раб.маx} = 80,33 \text{ A}$ – максимальный рабочий ток в месте установки защиты;

$K_{сз} = 2,3$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях электродвигателей;

$K_{\epsilon} = 0,85$ – коэффициент возврата;

$K_{\epsilon} = 0,85$ – коэффициент отстройки.

Значение коэффициента чувствительности для МТЗ принимается не менее 1,5 при КЗ в основной зоне и примерно 1,2 при КЗ в зоне резервирования.

Время срабатывания МТЗ ($t_{тр}$):

$$t_{тр} = t_{св} + \Delta t = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с.} \quad (2.8.7)$$

$$t_{св} = t_{\phi} + \Delta t = 0,4 + 0,5 = 0,9 \text{ с.} \quad (2.8.8)$$

где $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ – ступень времени срабатывания;

$t_{св}$ – время срабатывания МТЗ секционного выключателя;

$t_{\phi} = 0,4 \text{ с}$ – время срабатывания МТЗ фидера;

$K_{сз}$ – коэффициент самозапуска определяется по формуле:

$$K_{сз} = \frac{1}{\frac{I_{рабюмаx}}{I_{к2маx}^{(3)}} + 0,4} = \frac{1}{\frac{80,33}{4140} + 0,4} = 2,38$$

Ток срабатывания реле:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$I_{cp} = \frac{I_{cз}}{K_1 \cdot K_{cx}} = \frac{282,57}{\frac{200}{5}} \cdot \sqrt{3} = 12,23 \text{ A} \quad (2.8.9)$$

Где: K_1 – коэффициент трансформации (200/5)

$K_{cx} = \sqrt{3}$ – коэффициент схемы,

Определяем чувствительность защиты:

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{к2\min}^{(3)}}{I_{cз}} = \frac{427}{282,57} = 1,511 > 1,5 \text{ – защита чувствительна.} \quad (2.8.10)$$

автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРТП).

Автоматика разгрузки при перегрузке по току устанавливается в одном месте и действует на отключение.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{cз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_g} = \frac{1,3 \cdot 80,33}{0,85} = 122,8 \text{ A} \quad (2.8.11)$$

Где: $I_{ном}$ – номинальный ток

Время срабатывания автоматикаи разгрузки при перегрузке по току:

$$t_{cз} = t \cdot K_{отс} = 8 \cdot 1,3 = 10,4 \text{ с.}$$

3 Защитное заземление. Сравнительный анализ и расчёт современных систем

3.1 Защитное заземление

Защитное заземление представляет собой преднамеренное электрическое соединение с землей, либо её эквивалентом металлических, токопроводящих нетоковедущих частей, которые в аварийных режимах могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус, либо по другим причинам (к которым относятся: индуктивное влияние близкорасположенных токоведущих частей, разряд молнии, вынос потенциала, а также ряд других причин). Эквивалентом земли в этом случае может выступать вода крупного водоёма, каменный уголь в карьерном залегании и прочее.

Функция защитного заземления заключается в устранение опасности поражения человека электрическим током в случаях прикосновения к токопроводящему корпусу электроустановки, либо к другим нетоковедущим металлическим частям. Которые в свою очередь оказались под напряжением вследствие замыкания на корпус оборудования и по другим причинам.

Принцип работы защитного заземления заключается в снижении до безопасных для человека значений напряжений прикосновения, шага обусловленных замыканием на корпус оборудования и рядом других причин. На практике это осуществляется путем уменьшения потенциала заземленного оборудования, и путем выравнивания потенциалов основания, на котором находится человек, а также заземленного оборудования (увеличением потенциала основания, на котором находится человек, до значений равных, либо близких к значению потенциала заземленного оборудования).

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Защитное заземление. Сравнительный анализ и расчёт</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					40	156
<i>Консульт.</i>		.				<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Обязательному защитному заземлению, или защитному занулению подлежат:

- корпуса электрических машин, аппаратов, трансформаторов, светильников и подобного оборудования.;
- приводы (в т.ч. ручные) электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов (тока и напряжения);
- корпуса шкафов, щитов управления, распределительных щитов, щитков освещения и прочего;
- металлоконструкции распределительных устройств, металлические оболочки контрольных и силовых кабелей, металлические кабельные муфты, стальные трубы электропроводок и прочее;
- металлические корпуса передвижных, а также переносных электроприемников;
- металлические оболочки силовых, а также контрольных кабелей, проводов напряжением до 42 В переменного и 110 В постоянного тока, проложенных на общих металлических конструкциях.

3.2 Типы заземляющих устройств

Заземляющее устройство является совокупность заземлителя с заземляющими проводниками.

В зависимости от размещения заземлителя по отношению к заземляемому оборудованию заземляющие устройства разделяют на 2 типа, к которым относят:

Выносное заземляющее устройство;

Контурное заземляющее устройство.

Выносное заземляющее устройство его характеризует заземлитель, вынесенный за пределы площади, на которой размещено заземляемое в целях обеспе-

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

чения безопасности оборудование, либо сосредоточен на некоторой части рабочей площадки. Ввиду этого выносное заземляющее устройство называют также сосредоточенным заземляющим устройством.

Существенным недостатком выносного заземляющего устройства является значительная отдаленность заземлителя от защищаемого объекта, ввиду чего на всей, либо на части защищаемой им площади коэффициент прикосновения $\alpha=1$. Ввиду чего заземляющие устройства этого типа применяют только при малом значении тока замыкания на землю. Применяется в установках до 1000 В, имеющих потенциал заземлителя, который не превышает допустимых значений напряжения прикосновения $U_{пр.доп}$, учитывая коэффициент напряжения прикосновения, который учитывает падение напряжения на сопротивлении растеканию в основании, на котором находится человек. Так же, при значительном расстоянии до заземлителя возможно значительное возрастание сопротивления заземляющего устройства, что происходит за счет сопротивления заземляющих проводников.

Основным достоинством выносного (сосредоточенного) заземляющего устройства является возможность переноса места размещения электродов заземляющего устройства в область с меньшим сопротивлением грунта (в низинах, глинистый, сырой и других.).

Необходимость устройства выносного заземления возникает в следующих случаях:

- при отсутствии возможности по какой-либо причине разместить заземлитель на защищаемой им территории;
- при недопустимо высоком сопротивлении грунта на данной территории (скалистый, песчаный грунт), при наличии вне данной территории мест со значительно более высокой проводимостью грунта;
- при высоком уровне рассредоточенности заземляемого оборудования (таких, как горные выработки).

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Контурное заземляющее устройство характеризуют электроды его заземлителей, которые размещены по контуру площадки, на которой находится данное заземляемое оборудование, и внутри данной площадки. Как правило электроды распределяются на площадке равномерно, ввиду чего контурное заземляющее устройство также называют распределенным заземляющим устройством.

Безопасность в случае с распределенным заземляющим устройством обеспечивается не только уменьшением потенциала самого заземлителя, но также и выравниванием потенциалов на защищаемой им территории до значений, при которых максимальные напряжения шага и прикосновения не превышают допустимых. Данное условие достигается соответствующим размещением ряда одиночных заземлителей по защищаемой территории.

3.3 Системы заземления

Система с глухозаземлённой нейтралью

В системе ТТ трансформатор имеет непосредственную связь токоведущей части с землёй. Открытые токопроводящие части электроустановок, зданий имеют связь с землёй через заземлитель, который электрически независим от заземлителя нейтрали трансформатора. Достоинства:

высокая устойчивость к нарушению N по пути от трансформатора к потребителям. Это разрушение не влияет на PE.

Недостатки:

требует более сложной молниезащиты ввиду возможности появления пиков между N и PE, и невозможность для обычного автоматич. выключателя отследить Короткое Замыкание фазы на корпус электроустановки (и далее на PE). Так происходит ввиду довольно заметного (порядка 30-40 Ом) сопротивления местного заземления.

Ввиду вышеперечисленного правила рекомендуют ТТ только в качестве «дополнительной» системы, в условиях, когда подводящая линия не удовлетво-

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

рует требования системы TN-C-S по требованиям к повторному заземлению, механической защите PEN. А также в электроустановках на открытом воздухе, в которых есть риск одновременного соприкосновения с электроустановкой и землей.

Несмотря на это, ввиду низкого качества подавляющего большинства ВЛ в сельских местностях России, система TT в них весьма популярна.

TT требует применения УЗО. Как правило устанавливают вводное УЗО имеющее уставку 100 - 300 мА. Которое отслеживает замыкания между фазой и РЕ, а после него - персональные УЗО для конкретных цепей на 10-30 мА в целях защиты людей от поражения электрическим током.

Система с изолированной нейтралью

В системе заземления IT нейтраль изолирована от земли, либо заземлена через приборы или устройства, обладающие большим сопротивлением. Ток утечки на корпус оборудования, либо на землю в данной системе будет низким и не повлияет на условия работы оборудования.

Как правило, система IT применяется, в электроустановках специального назначения, таких как главные распределительные устройства электрических станций, порталные, козловые и башенные краны. Электроустановках специального назначения, обладающих повышенными требованиями надёжности и безопасности.

Нарушение изоляции в системе IT

Если происходит первое нарушение изоляции на фазном проводнике, в месте нарушения развивается и протекает небольшой ток (между токоведущим проводником и «Землей»), обусловленный паразитными емкостями кабелей (и / или дополнительным принудительным высоким сопротивлением Z_N Нейтраль-«Земля»). Контактная разность потенциалов (напряжение пробоя) $U_{(A|B|)} = U_{L1}$ при этом достигает всего нескольких вольт и не опасно (ток также не опасен):

$$I_{L1} = U_{\Phi} / R_{\text{линии}}$$

$$U_{L1} = R_{L1} \cdot I_{L1}$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Первое нарушение изоляции не опасно в ИТ. То есть человек безопасно может коснуться одновременно фазы и Земли в ИТ.

R_{L1} – сопротивление повреждённого участка (между точкой токоведущего проводника из которого произошла утечка на землю и «Землей».

$R_{\text{линии}}$ – сопротивление линии, включающее паразитные емкостные сопротивления кабелей R_{Π} и принудительное высокое разрядное сопротивление Нейтраль-«Земля» Z_N (если установлено).

U_{L1} – разность потенциалов между точкой токоведущего проводника (из которого произошла утечка на землю) и «Землей» (напряжение пробоя).

U_{ϕ} – фазное напряжение трансформатора

I_{L1} – ток пробоя / утечки.

Если происходит второе нарушение изоляции на другом фазном проводнике, в то время как первое нарушение ещё не устранено, контактная разность потенциалов второго места нарушения (напряжение пробоя) равна $U_{L2} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} - U_{L1}$ может быть велика и опасна.

При малых сопротивлениях первого и второго повреждённых участков (R_{L1} , R_{L2}) значительный ток утечки может протекать по проводнику, соединяющему «земли» первого и второго повреждённых участков (корпуса нагрузок):

$$I_{L1} = I_{L2} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} / (R_{L1} + R_{L2})$$

Второе нарушение изоляции опасно в ИТ.

Корпуса нагрузок приобретают потенциалы, обусловленные этим током. Таким образом, если КЗ на 1 участке не опасно, то последующее КЗ на 2 участке так же опасно, как и в системах TN. Поэтому необходимо УЗО.

Обозначения:

- U_{L1} (U_{L2}) – напряжение пробоя первого (второго) повреждённого участка.
- U_{ϕ} – фазное напряжение трансформатора.
- I_{L1} (I_{L2}) – ток пробоя/утечки 1 участка (2 участка).
- R_{L1} (R_{L2}) – сопротивление 1 (2) повреждённого участка.

Совместное использование автоматов токовой защиты и УЗО обеспечивают в данных случаях необходимую защиту. В этом случае по безопасности система IT сравнима с TNS с УЗО, то есть срабатывание УЗО (аварийный участок отключается) свидетельствует о том, что произошло первое нарушение изоляции и позволяет его своевременно устранить.

Для надёжного срабатывания УЗО требуется установка принудительного сопротивления Z_N (Нейтраль-Земля) обычно не более 1500 Ом. Без этого сопротивления первый пробой нельзя обнаружить (и своевременно устранить), если в системе других устройств нет (кроме УЗО и токовых автоматов – см. ниже).

Кроме этих возможностей, только система IT позволяет ещё сильнее повысить безопасность.

Дополнительно повысить степень защищённости можно установкой ПМИ / РИМ (постоянного мониторинга изоляции / датчика изоляции). ПМИ представляет собой высокоомный амперметр (или вольтметр, подключенный параллельно Z_N), включаемый также, как и Z_N между Нейтралью и «Землей» ТП.

ПМИ позволяет:

- Точно фиксировать серьёзные пробой фазы – «Земля», вплоть до КЗ.
- Постоянно фиксировать состояние изоляции проводников в системе (медленное старение и ухудшение параметров изоляционного материала).

В отличие от остальных систем (TN, TT), это позволяет обнаружить первое нарушение изоляции, но не отключать аварийный участок (так как в IT первое нарушение изоляции не опасно), а довести работу на нём до конца, и только после ее завершения произвести штатное отключение и ремонт изоляции. Это особенно важно, например, для больниц и др. мест где важно не столько своевременно автоматически «отрубить» аварийную цепь, сколько заранее устранять все неисправности и исключать возможности внезапного неконтролируемого автоматического отключения цепей. Поэтому система IT введена во многих стра-

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

нах как стандарт для госпиталей, сооружений, связанных с проводящими средами (водой, землёй и др.), например, корабли, метро и др. мест требующих повышенной безопасности.

Таким образом под повышенной безопасностью системы ИТ понимается возможность безопасно обнаруживать и устранять аварии изоляции всех проводников в системе.

В ИТ системе установка токовых автоматов обязательна. УЗО устанавливаются в зависимости от особенностей нагрузок и применяемых ЗН и ПМИ.

Кроме этого, сами защитные цепи ПМИ дополнительно защищаются, например, на ТП с помощью разрядника или блока защиты от выбросов напряжения.

3.4 Защитное зануление

Зануление это преднамеренное соединение открытых токопроводящих частей установок с глухозаземленной нейтралью, а также с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, или заземленной точкой в сетях постоянного тока.

Для соединения открытых токопроводящих частей потребителя электрической энергии с глухозаземленной нейтральной точкой источника используют нулевой защитный проводник.

Зануление является необходимым в целях обеспечения защиты человека от опасности поражения электрическим током, при косвенном касании за счет снижения напряжения корпуса оборудования относительно земли и быстрого отключения электроустановки от электрической сети.

Область применения зануления:

- электроустановки, имеющие напряжение до 1 кВ в трехфазной сети переменного тока с глухозаземленной нейтралью (система TN – S; сети 220/127; 380/220; 660/380 В);

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- электроустановки, имеющие напряжение до 1 кВ в однофазной сети переменного тока с заземленным выводом;
- электроустановки, имеющие напряжение 1 кВ в сети постоянного тока с заземленной средней точкой источника.

Принцип действия защитного зануления.

В случае замыкания фазного проводника на занулённый корпус потребителя образуется цепь токов однофазного короткого замыкания. Замыкание между фазным и нулевым проводниками. Появление тока однофазного короткого замыкания ведёт к срабатыванию максимальной токовой защиты, благодаря которой происходит отключение поврежденной установки от электрической сети. Так же, до срабатывания максимальной токовой защиты происходит значительное снижение напряжения корпуса электроустановки относительно земли, это связано с защитным действием повторного заземления нулевого защитного проводника, а также перераспределением напряжений в сети при протекании токов короткого замыкания.

Следовательно, защитное зануление выполняет защиту человека от поражения электрическим током в случаях замыкании на корпус за счет ограничения в заданных пределах времени прохождения тока через тело человека, а также за счет снижения напряжений прикосновения.

В качестве максимальной токовой защиты, которая обеспечивает оперативное отключение установки в аварийных режимах могут использоваться плавкие предохранители, либо автоматические выключатели, которые устанавливаются в целях защиты от тока короткого замыкания. Магнитные пускатели и контакторы со встроенной тепловой защитой, (контакторы в сочетании с тепловыми реле), осуществляющие защиту от перегрузок, автоматы с комбинированными расцепителями, которые осуществляют защиту от токов короткого замыкания и токов перегрузки.

Рассмотрим назначение элементов применительно к более распространенным электросетям – трехфазные переменного тока.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Назначение нулевого защитного проводника в схемах зануления, это обеспечить необходимое значение тока однофазного КЗ для отключения электроустановки путем создания для данного тока цепи с малым сопротивлением.

Нулевой защитный проводник (РЕ – проводник в системе TN – S) это проводник, который соединяет зануляемые части (открытые токопроводящие части) с глухозаземленной нейтральной точкой источника питания трехфазного переменного тока, либо с заземленным выводом источника питания однофазного тока, либо с заземленной точкой источников питания в сетях постоянного тока.

Нулевой защитный проводник необходимо отличать от нулевого рабочего, а также PEN – проводников.

Нулевой рабочий проводник (N – проводник в системе TN – S) – проводник в установках напряжением до 1 кВ, который предназначен для питания электроприемников, которые соединены с глухозаземленной нейтральной точкой генератора, либо трансформатора в сети трехфазного переменного тока, имеющих глухозаземленный вывод источника однофазного тока, с глухозаземленной точкой источников в сетях постоянного тока.

Совмещенный (PEN - проводник в системе TN– С) нулевой защитный, а также нулевой рабочий проводник — это проводник в установках напряжением до 1 кВ, который совмещает функции нулевого защитного и рабочего проводников.

Назначение заземления нейтралей обмоток источников тока, питающих сеть до 1 кВ, предназначено для снижения напряжений зануленных открытых токопроводящих частей (следовательно, и нулевого защитного проводника) по отношению к земле, до допустимых значений при замыканиях фазного провода на землю.

Повторное заземление нулевого защитного проводника имеет очень слабое влияние на время отключения установки от сети. Но, в эксплуатации зануления могут возникнуть ситуации, в которых повторное заземление нулевого защитного проводника необходимо, как пример при обрыве нулевого защитного

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

проводника. При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление PE – и PEN проводников на вводе в электроустановки зданий, и в других доступных местах. Для повторного заземления нулевого защитного проводника в первую очередь используют естественные заземлители. В данном случае сопротивление растеканию тока заземлителя повторного заземления не нормируется. В больших и многоэтажных зданиях данную функцию выполняет уравнивание потенциалов посредством присоединения нулевых защитных проводников к главной заземляющей шине.

Повторному заземлению подвергаются нулевые рабочие провода воздушных линий, одновременно используемые как нулевые защитные проводники (PEN проводники). В этом случае в соответствии с правилами повторное заземление выполняется на концах линий, либо ответвлений длиной >200 м. В этом случае в первую очередь необходимо использовать естественные заземлители, такие как подземные части опор и заземляющие устройства, которые предназначены для грозовых перенапряжений.

Надежность зануления определяют в основном надежностью нулевого защитного проводника. Ввиду этого требуется тщательно прокладывать нулевой защитный проводник, дабы исключить возможность его обрыва. Так же, в нулевом защитном проводнике запрещается устанавливать выключатели, предохранители, а также другие приборы, нарушающие его целостность.

При соединении нулевых защитных проводников между собой необходимо обеспечить надежный контакт. Подключение нулевых защитных проводников к частям электроустановок, которые подлежат занулению, осуществляют сваркой, либо болтовыми соединениями, при этом значение сопротивлений между зануляющими болтами и каждой из доступных к прикосновению металлической нетоковедущей частью установки, которая может оказаться под напряжением в аварийной ситуации, не должно превышать 0,1 Ом. Подключение должно быть доступно для визуального осмотра.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Нулевые защитные проводники и открыто проложенные нулевые защитные проводники имеют отличительную окраску, например, желтые полосы по зеленому фону.

При эксплуатации зануления сопротивление петли фаза-нуль меняется, следовательно, необходимо вести периодический контроль значения этого сопротивления. Измерения сопротивления петли “фаза-нуль” проводятся как после окончания монтажа, то есть в момент приемо-сдаточных испытаний, так и при эксплуатации в сроки, которые установлены в нормативно технической документации, и при проведении реконструкций и капитальных ремонтов сети.

3.5 Расчёт защитного зануления

Расчёт зануления проводят для определения условий, при которых оно будет надежно выполнять возложенные задачи. То есть быстро отключат в поврежденную электроустановку от электрической сети, а так же обеспечивать безопасность прикосновений людей к зануленному корпусу в аварийном режиме. В связи с этим зануление рассчитывается на отключающую способность. При этом в соответствии с правилами необходимо выполнение следующих требований:

В системах TN время автоматического отключения питания не должно превышать значений, регламентированных в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 Максимально допустимое время автоматического защитного отключения питания

Фазное напряжение U, (В)	Время отключения, (с)
127	0,8
220	0,4
380	0,2
Свыше 380	0,1

Регламентированные в таблице 3.5.1 значения максимального времени отключения питания являются достаточными для обеспечения электробезопас-

ности, согласно правил, так же и в групповых цепях, которые питают передвижные, или переносные электроприемники, либо ручной электроинструмент класса I.

В цепях, питающих распределительные, групповые, этажные и прочие щиты и щитки, максимальное время отключения не должно превышать 5 секунд.

3.6 Системы зануления

Различают зануление систем TN-C, TN-C-S и TN-S:

Система зануления TN-C

Простая система зануления, в которой нулевой проводник N и нулевой защитный PE совмещены на всей своей длине. Совместный проводник обозначается аббревиатурой PEN. Имеет существенные недостатки, главный из которых - высокие требования к системам уравнивания потенциалов и сечению PEN-проводника. Применяется для электроснабжения трехфазных нагрузок, например, асинхронных двигателей. Применение данной системы в однофазных групповых и распределительных сетях запрещено:

Не допускается совмещение функций нулевого защитного и нулевого рабочего проводников в цепях однофазного и постоянного тока. В качестве нулевого защитного проводника в таких цепях должен быть предусмотрен отдельный третий проводник. (ПУЭ-7)

Нарушение изоляции в системе TNC

В системе TNC, с защитными токовыми автоматами, нарушение изоляции опасно. Разрушение изоляции, то есть замыкание фазного проводника на «Землю» вызывает рост тока замыкания до максимального значения, ограниченного защитными автоматами в цепи.

Такая защита во многих случаях достаточна для защиты самой нагрузки, но не является полной, например, если изоляция разрушена не полностью и ток фаза-«Земля» недостаточен для срабатывания защитного автомата. Однако этого

может быть достаточно, чтобы привести к возникновению пожара или для опасного поражения током человека, а защитный автомат при этом не сработает (не обеспечит защитное отключения аварийного участка цепи).

Система имеет самый низкий уровень безопасности так как при наличии УЗО корректная установка невозможна.

система зануления TN-C-S

Является наиболее безопасной системой зануления. Предназначенна для обеспечения электробезопасности однофазных сетей электроустановок. Состоит из совмещенного PEN-проводника, соединённого с глухозаземленной нейтралью питающего трансформатора. В точке разветвления трехфазной линии на однофазные потребители PEN-проводник разделяется на PE- и N-проводники, подходящие непосредственно к однофазным потребителям.

нарушение изоляции в системе TNCS

В системе TNS, с защитными токовыми автоматами, нарушение изоляции опасно. Разрушение изоляции, то есть замыкание фазного проводника на «Землю» вызывает рост тока замыкания до максимального значения, ограниченного защитными автоматами в цепи.

система зануления TN-S

Наиболее совершенная, дорогая и безопасная система зануления. Система является самой распространённой в мире. В России введена как стандарт. В этой системе нулевой защитный и нулевой проводники разделены на всей своей длине, что исключает вероятность ее выхода из строя при аварии на линии или ошибке в монтаже электропроводки.

нарушение изоляции в системе TNS

В системе TNS, с защитными токовыми автоматами, нарушение изоляции опасно. Разрушение изоляции, то есть замыкание фазного проводника на «Землю» вызывает рост тока замыкания до максимального значения, ограниченного защитными автоматами в цепи.

Такая защита во многих случаях достаточна для защиты самой нагрузки, но не является полной, например, если изоляция разрушена не полностью и ток фаза-«Земля» недостаточен для срабатывания защитного автомата. Тем не менее, этого тока может быть достаточно для возникновения пожара или для опасного поражения током человека, а защитный автомат при этом не сработает (не обеспечит защитное отключения аварийного участка цепи).

Максимальная степень безопасности может быть достигнута путём установки УЗО. Система является самой распространённой в мире. В России введена как стандарт.

Степень безопасности TNS выше чем TNC по следующим причинам:

защитные автоматы в TNS при срабатывании могут размыкать цепь полностью (как нейтраль так и фазы), защитная шина «Земли» PE продолжает при этом выполнять свои функции. В то время, как и в системе TNC при аварии могут быть разомкнуты только фазы.

Защитный проводник «Земля» PE выполняет только свои функции, то есть служит заземлением. В то время как в системе TNC защитный проводник выполняет сразу две функции: заземления и нейтрали, что может привести к проблемам, например, нагрузка (ПК) будет «зависать» от помех из-за некачественного заземления, так как на заземляющем проводнике возникают наводки (помехи), вызванные текущим по нему току нагрузки.

3.7 Конструктивное исполнение заземляющего устройства.

Многоэлектродная система заземления

В грунтах с большим значением удельного сопротивления один заземлитель (труба, стержень, и т.п.) имеет большое сопротивление и для получения меньшей величины сопротивления необходимо устраивать заземление из множества единичных заземлителей, включенных параллельно. Данное заземляющее устройство называется многоэлектродным

Многоэлектродная система получила наибольшее распространение в России (а также в странах бывшего СССР).

Преимуществами данной системы являются:

её относительная дешевизна, а также простота монтажа конструкции.

Ввиду большого количества вертикальных заземлителей возможность исполнения контурного (распределённого) заземляющего устройства.

При необходимости исполнения сосредоточенного заземляющего устройства находит активное применение схема треугольник (рисунок 3.7.1), состоящая из трёх вертикальных заземлителей.

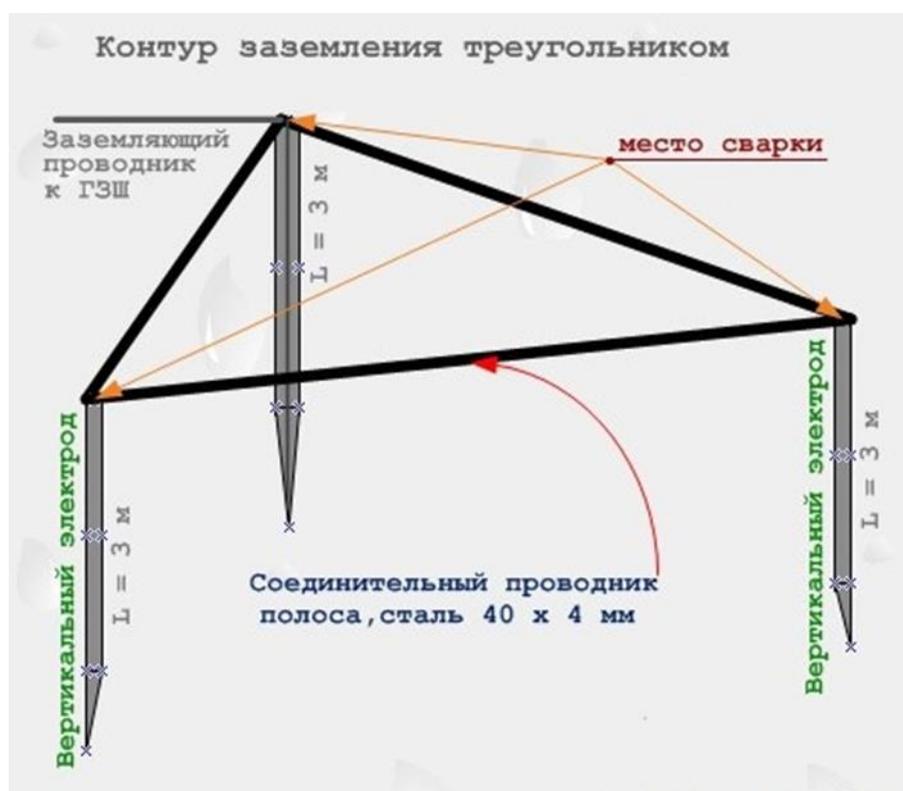


Рисунок 3.7.1 – Система заземления треугольник

В качестве вертикальных заземлителей как правило используется металлопрокат (а также отбракованный металлопрокат) в виде труб и угловой стали. Вертикальные заземлители заглубляются на относительно небольшую глубину 2,5-3 М (рисунок 3.7.2).

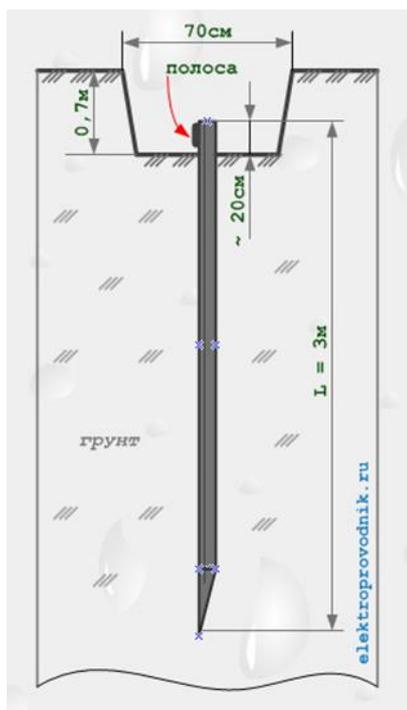


Рисунок 3.7.2 – Вертикальный заземлитель.

Глубинная модульная штыревая система заземления

В настоящее время все более широкое распространение получает глубинная модульная система заземления

Данная технология впервые была предложена в 1970-х годах компанией Egico (сша), и уже к 1980-ым годам по праву стала считаться интернациональной. В России данная технология активно используется последние 7-10 лет.

Модульная система заземления представляет собой стальные стержни с коррозионно стойким покрытием, соединяемые между собой резьбовыми, либо обжимными латунными муфтами. Благодаря возможности соединения стержней в сегменты необходимой длины, стержни могут быть забиты в грунт на глубину до 40 метров. Это делает их независимыми от влияния атмосферных условий. А также позволяет использовать более глубокие слои грунта с наименьшим удельным сопротивлением (рисунок 3.7.3).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

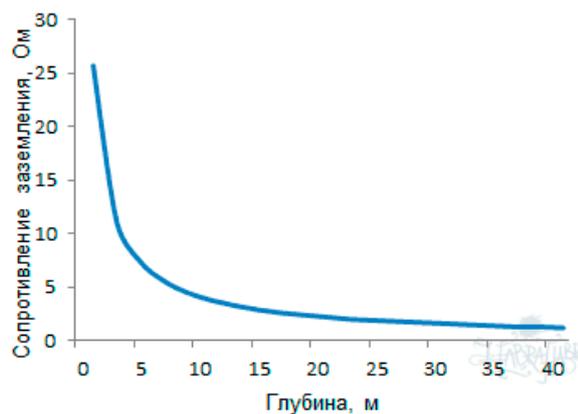


Рисунок 3.7.3 – Зависимость активного сопротивления стержневого заземлителя диаметром 17,2 мм от глубины погружения в грунт.

По типу защитного покрытия можно выделить три вида глубинно-модульных заземляющих электродов:

- оцинкованные,
- омеднённые (или из биметалла),
- без покрытия, выполненные из нержавеющей стали;
- с покрытием токопроводящим полимером.

Наиболее широкое применение нашли оцинкованные и омеднённые заземлители. При том омеднённые заземлитель отличаются лучшей коррозионной стойкостью (Рисунок 3.7.4).

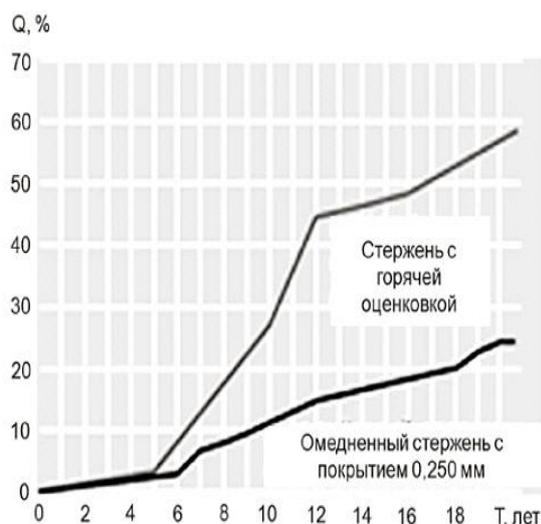


Рисунок 3.7.4 – Зависимость коррозии (Q) двух видов стержней от срока службы(T)

По типу соединения стержней между собой электроды различают:

- муфтовые, или резьбовые (рисунок 3.7.5);
- безмуфтовые, или безрезьбовые (рисунок 3.7.6).

Рекомендуемая максимальная глубина погружения резьбового электрода составляет 40 метров, безрезьбового –15 метров.

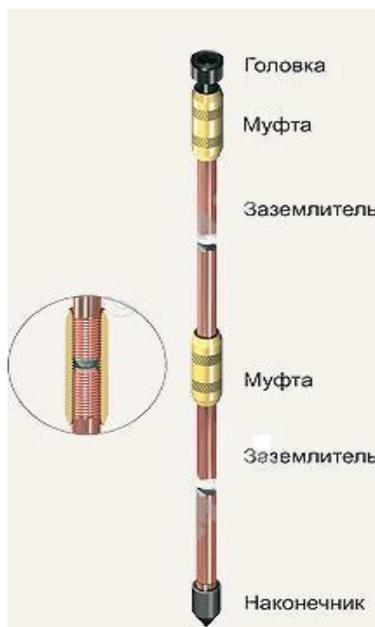


Рисунок 3.7.5 – Вертикальные заземлители с резьбой



Рисунок 3.7.6 – Вертикальные кованые заземлители с зажимо-уплотняющей втулкой

Достоинства модульного заземления

- Легкость проведения монтажных работ модульно-штыревого контура заземления.
- Участие в монтажных работах минимума работников.
- Из-за минимальной площади под заземляющие электроды – есть возможность монтажа данного типа контура заземления вблизи стен зданий.
- Стальные заземляющие штыри со специальным медным покрытием достаточно устойчивы к коррозии.

Данная технология позволяет значительно сократить время монтажа заземляющего устройства, уменьшить затраты на подготовительные работы, практически полностью упразднить земляные работы. Для их монтажа требуется незначительное вскрытие дорожного покрытия

Недостатки модульно штыревого заземления.

Основным недостатком модульного заземления является его достаточно высокая стоимость.

На сегодняшний момент ситуация в России такова, что большая часть продаваемых компонентов для организации глубинно модульной системы заземления импортного производства также неоспоримым является то, что изготавливают их в соответствии со стандартами Международной электротехнической комиссии (МЭК). Стандарты МЭК и ПУЭ зачастую не совпадают.

3.8 Влияние удельного сопротивления грунта на сопротивление заземления электрода

Зависимость сопротивления заземления проявляется не только от глубины и площади поверхностей электрода, но также от удельного сопротивления грунта. Сопротивление грунта является главным фактором, определяющим сопротивление заземления и глубину заглубления штыря заземления, которая потребуется для обеспечения малого сопротивления. Удельное сопротивление грунта сильно зависит от района земного шара и времени года. Сопротивление

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

грунта оно в значительной степени зависит от содержания в почве электропроводящих электролитов и минералов. Сухая почва, не содержащая электролитов, имеет высокое сопротивление.

3.9 Методы снижения удельного сопротивления грунта при монтаже заземляющих устройств.

При устройстве заземления малого сопротивления в грунтах с низкой электропроводностью (таких как песок, камень и других.) требуются десятки, а в некоторых случаях и сотни стальных труб, каждая длиной 2-2,5 м, располагаемых на значительно большей территории.

Для удешевления систем заземляющих устройств в грунтах с высоким удельным сопротивлением грунта применяются всевозможные методы искусственного уменьшения удельного сопротивления грунта. В этом случае уменьшается количество заземлителей, а также площадь территории, на которой должны расположены заземлители. Суммарное сопротивление заземления как указывалось ранее зависит от сопротивления прилегающих к поверхности заземлителя слоёв грунта. Ввиду чего возможно добиться снижения сопротивления заземления уменьшая удельное сопротивление грунта лишь в небольшой области расположенной вокруг заземлителей.

Искусственного уменьшения удельного сопротивления грунта можно добиться, либо химическим путём при помощи электролитов, либо путём установки заземлителей в котлованы с углём, коксом, глиной. Практика показывает, что максимального уменьшения сопротивления заземления можно достичь при использовании различных электролитов, а также древесного угля и отбраковки кокса. Первый способ заключается в том, что грунт расположенный вокруг заземлителей пропитывается водным раствором хлористого натрия (поваренной соли), сернокислой меди (медного купороса), хлористого кальция, и других. Следует отметить, что данным способом возможно добиться довольно высокого снижения сопротивления заземлителей, но на непродолжительный срок, который

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

составляет примерно 2 - 4 года, после которого требуется вновь пропитывать данный грунт электролитом.

Эффективный и дешевый способ снижения сопротивления заземления является обработка грунта в районе заземлителей поваренной солью. Действие соли заключается не только в понижении удельного сопротивления земли, но также понижении температуры её замерзания.

Существуют разные способы укладки соли вблизи заземлителей. На практике широко распространена укладка вокруг трубчатого заземлителя соли слоями. Соль возможно также укладывать всю на глубине около трубчатых заземлителей, либо на небольшом расстоянии от последнего. Данный способ является значительно более удобным в отношении того, что коррозия заземлителей в данном случае будет максимально снижена. Количество соли, требуемое для обработки грунта около заземления, зависит в первую очередь от длины электрода и составляют от 1,5 до 10 кг на каждый метр заземлителя.

В некоторых случаях солью заполняется пространство в самом заземлителе, имеющего вид полой трубы имеющей отверстия, через которые раствор соли выходит в окружающий грунт.

Так как соль с течением времени вымывается, то, следовательно, и срок действия обработки грунта весьма ограничен и примерно через каждые 2 - 4 года ее приходится повторять. Достигнутая эффективность данного вида обработки неоднородна, и с течением времени изменяется. В первый год, когда соль не успевает достаточно распространиться около заземлителя, сопротивление будет снижаться сравнительно невысоко. Оптимальные условия достигаются на втором-третьем году после чего начинают снижаться.

Стойкость обработок во многом зависит от строения грунта, количества осадков и его влажности.

К основным недостаткам данных способов обработки грунтов относят: необходимость периодического возобновления пропитки грунтов в среднем че-

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

рез 2 - 4 года, а также возможность разрушения металла заземлителей от химического воздействия солей, либо соляных растворов, ввиду чего требуется их скорая замена новыми заземлителями.

Имели место попытки устранения данных недостатков. Так, например, в Германии, был предложен способ, заключающийся в том, что в грунт вокруг заземлителя вводят металл в крайне тонкоизмельченном виде, (например, в коллоидных растворах, либо в виде мелкоизмельчённой стружке металла). Если тонкоизмельченные металлы выбирались так, чтобы не возникали гальванические пары с металлом самого заземлителя, металл заземлителя не будет корродировать. Но коллоиды не являются более устойчивыми в грунте, чем соль и соляные растворы. Ввиду чего с течением времени они вымываются из ближащих к заземлителю слоев грунта дождевой водой, ввиду этого достигнутое изменение сопротивления заземлителей через некоторое время исчезает. В США предлагался способ задержки вымывания солей из грунта путем смешивания соляных растворов (как правило медного купороса) с водно нерастворимой смесью пластмассы и впрыскивания их в необходимый грунт под высоким давлением. Данный способ является весьма дорогим и не определялась продолжительность действия данного способа.

Из других широко известных способов искусственных снижений сопротивления грунта, предложенных в других странах мира, в главном необходимо рассмотреть шведский способ - заключающийся в обработке грунта около заземлителя с помощью электролитов, которые образуют гель.

В результате смешивания концентрата раствора сернокислой меди с таким же количеством концентрата раствора солей щелочного синеродистого железа получают водно-нерастворимый продукт реакции в виде железистосинеродистой меди, которая образует однородный токопроводящий гидрогель.

Электрические, а также физические свойства полученного гидрогеля не изменяются существенно от продолжительного воздействия воды и сохраняются при изменениях температуры в пределах от -60 и до +60 °С. Но данный способ

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

эффективен при снижении весьма больших сопротивлений заземлений (в пределах 400-600 ом) и слабо эффективен при величинах сопротивлений в пределах 20-30 ом.

3.10 Расчёт контура заземления РУ 6,3-110кВ

В целях защиты от поражения электрическим током обслуживающего персонала, предусматривают защитное заземление. Всё оборудование РУ заземляется при помощи проводников на общий контур заземления. В качестве контура заземления используется как естественные опоры токопроводов генераторов, так и искусственное заземление. Размещение элементов заземления электроустановок проводят таким образом, чтобы было достигнуто равномерное распределение электрического потенциала. В данных целях вдоль осей оборудования прокладываются выравнивающие проводники из полосовой стали на глубине 0,7 м и на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов оборудования. При измерении в электроустановке напряжением 110 кВ и выше, в сетях с эффективным заземлением нейтрали, сопротивление контура должно быть не более 0,5 Ом.

По совокупности эксплуатационных и стоимостных показателей наиболее оправдано применение комплектной модульной системы заземления типа ZZ-000-015.

Заглублённые в грунт модули соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают в земле и присоединяют к верхним концам труб или уголков. Такой сложный заземлитель, состоящий из ряда модулей, соединённых параллельно стальными полосами, является основным типом заземлителей на подстанциях.

Расчёт заземления РУ сводится к определению числа вертикальных заземлителей и длины соединительной полосы.

Согласно каталожных данных определяется сопротивление одиночного заземлителя $R_{од.3 с}$ с учётом расчётного удельного сопротивления грунта

$$\rho_{расч} = \rho_{изм}$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Грунт в районе ПС суглинок, $\rho_{изм} = 80-100 \text{ Ом/м}$ $\rho_{расч} = 100 \text{ Ом/м}$.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей используются комплектные модульные заземлители типа ZZ-000-015.

$$R_{од.з} = 5 \text{ Ом};$$

Периметр заземляющего контура равен 720м.

Определим примерное число вертикальных заземлителей для установки по контуру при отношении расстояния между электродами (a) к их длине (l)

$a/l=1$ и предварительно принятом коэффициенте использования $\eta_B = 0,7$:

$$n_{в.з} = \frac{R_{од.з}}{\eta_B \cdot R_з} = \frac{5}{0,7 \cdot 0,5} \approx 14 \text{ шт.} \quad (3.12.1)$$

Коэффициент использования горизонтальных заземлителей из полосы 40x4, для установки по контуру при отношении расстояния между электродами

(a) к их длине (l) $a/l=1$, $\eta_r = 0,5$.

Сопротивление растеканию полосы:

$$R_r = \frac{1}{\eta_r} \cdot \frac{\rho_{расч}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}; \quad (3.12.2)$$

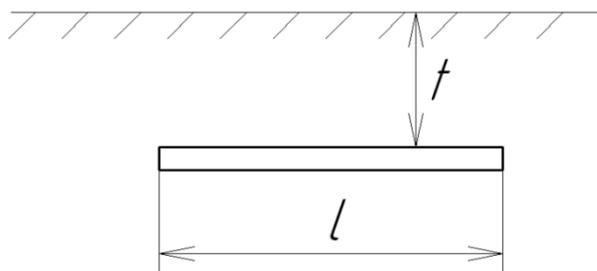


Рисунок 15. - Горизонтальный заземлитель $l=720 \text{ м}$; $t=0,7 \text{ м}$; $b=0,04 \text{ м}$;

$$R_r = \frac{1}{0,5} \cdot \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 720} \cdot \ln \frac{2 \cdot 720^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,74 \text{ Ом};$$

Уточнённое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_H}{R_r - R_H}; \quad R_B = \frac{0,74 \cdot 0,5}{0,74 - 0,5} = 1,542 \text{ Ом.} \quad (3.12.3)$$

Уточнённое число вертикальных электродов при $\eta_B = 0,7$:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$n = \frac{R_{\text{од.з}}}{\eta_B \cdot R_B}; \quad (3.1.4)$$

$$n = \frac{5}{0,7 \cdot 1,542} = 4,64 \quad \text{шт.}$$

Определяют результирующее сопротивление искусственного группового заземлителя:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma} + n \cdot R_B \cdot \eta_B)} = \frac{9 \cdot 0,74}{(0,74 \cdot 0,5 + 6 \cdot 9 \cdot 0,7)} = 0,117 \quad (3.11.5)$$

Условие $R_{\text{и}} = 0,358 < R_3 = 0,5$ удовлетворяет требованиям.

Окончательно принимаем 6 модульных систем ZZ-000-015. Дополнительно к замкнутому контуру на расстоянии 0,8-1м от электрооборудования, на территории РУ устанавливается сетка с поперечными связями через шесть метров. Для выравнивания потенциалов у выездов и по краям контура прокладываются полосы на глубине 1м.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Проектирование ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ-Очистная В2

При выполнении расчёта механических характеристик линии должны быть решены следующие задачи:

- 1 расчёт удельных механических нагрузок от внешних воздействий на провода;
- 2 определение физико-механических характеристик проводов ВЛ;
- 3 расчёт критических длин пролётов;
- 4 климатические условия для расчёта сталеалюминевых проводов на прочность;
- 5 расчёт критической температуры и выявление климатических условий, соответствующих наибольшему провисанию проводов;
- 6 расчёт габаритной длины пролёт;
- 7 выбор изоляторов для промежуточной опоры;
- 8 выбор изоляторов для анкерной опоры;
- 9 построение расстановочного шаблона;

Исходные данные: $U_{ном}=110$ кВ, длина линии 4,65 км, марка провода АС-120, одноцепная линия.

Трасса сооружаемой одноцепной воздушной линии на номинальное напряжение 110 кВ проходит по региону Кемерово, относящемуся к второму району по толщине стенки гололёда [2, рис.2.5.2.]; к третьему району по ветровому давлению [2, рис.2.5.1.] с низшей температурой $t_- = -48,4^{\circ}\text{C}$; наивысшей температурой $t_+ = +38^{\circ}\text{C}$ и среднегодовой температурой $t_{сг} = +1,3^{\circ}\text{C}$. Температура образования гололёдных отложений на проводах принята $t_2 = -4^{\circ}\text{C}$. Провода подвешены на свободностоящих стальных опорах марки П 110-3В и на анкерных опорах У110-3.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Антонов Д.А.			Проектирование ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ- Очистная В2	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Фикс Н.П.					66	157
Консульт.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
Н. Контр.								
Утверд.								

4.1 Расчёт механических нагрузок на провода от внешних воздействий

Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода

$$P_n = M_n \cdot g \cdot 10^{-3} = 4,6158 \text{ Н / м},$$

где M_n - масса провода, $g = 9,8 \text{ м / с}^2$ - ускорение свободного падения

Удельная действующая нагрузка от собственной массы провода

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{4,6158}{136,8} = 0,034 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2)$$

Нормативная гололёдная нагрузка на 1м провода

$$P_{2n}^H = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 (d_n + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$$

где k_i, k_d - коэффициенты, учитывающие изменение толщины стенки гололёда по высоте в зависимости от диаметра провода [2, табл. 2.5.4];

b_3 - толщина стенки гололёда, мм;

d_n - диаметр провода, мм;

$\rho = 0,9 \text{ г / см}^3$ - плотность льда

Высоту расположения приведённого центра тяжести проводов над поверхностью земли находим по формуле [2, п.2.5.54]:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f;$$

где h_{cp} - среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, м;

f – стрела провисания провода в середине пролёта, м

$$\text{Принимаем } h_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n};$$

Где: n – количество зон, отсчитываемых от поверхности земли в месте установки опоры;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

H_{mp}^i - высота крепления провода к траверсе, м

Для выбранной двуцепной опоры типа П110-3В (прил. А):

$H_{mp}^1 = 19$ м - высота крепления проводов к нижней траверсе;

$H_{mp}^2 = 19$ м - высота крепления проводов к средней траверсе;

$H_{mp}^3 = 19 + 4 = 23$ м - высота крепления проводов к верхней траверсе;

$$h_{cp} = \frac{\sum_1^n H_{mp}^i}{n} = \frac{19 + 19 + 23}{3} = 20,34 \text{ м}$$

Согласно техническим характеристикам провода, при среднеэксплуатационной работе линии, провод марки АС-120/19.

Отношение сечений алюминиевой части провода и сечения стального сердечника провода:

$$\frac{F_A}{F_C} = \frac{118}{18,8} = 6,3$$

В соответствии с [2, табл. 2.5.7], допустимое напряжение при среднегодовой температуре для сталеалюминиевых проводов сечением 150-800 мм² при

$\frac{F_A}{F_C} = 6,3$ составляет $\sigma_{сз} = 84 \text{ Н / мм}^2$ Для промежуточных стальных опор П110-

3В по [5, табл. 1.37] длина пролёта может быть 365-445 м. Принимаем длину пролёта $l = 370$ м. Тогда стрела провеса провода:

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,034 \cdot 370^2}{8 \cdot 84} = 6,93 \text{ м}$$

Высота расположения приведённого центра тяжести:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} f = 20,34 - \frac{2}{3} 6,93 = 15,72 \text{ м}$$

Нормативная гололёдная нагрузка:

$$\begin{aligned} P_{сн}^H &= \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 (d_n + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 15 (15,2 + 1 \cdot 0,9 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 10,73 \text{ Н / м} \end{aligned}$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололёда: $P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi$,

где $\alpha_w = 0,7$ – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролёту ВЛ [2, п. 2.5.52];

$k_l = 1$ - коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку;

$k_w = 0,7$ - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности (принят тип С) [2, табл. 2.5.2];

$C_x = 1,2$ - коэффициент лобового сопротивления, для проводов свободных от гололёда, диаметром менее 20 мм [2, п. 2.5.52];

$W = W_0 = 650$ Па – нормативное ветровое давление в рассматриваемом режиме;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода без гололёда, m^2

$$F = d_n \cdot l \cdot 10^{-3} = 15,2 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0152 \text{ м}^2;$$

$\sin^2 \varphi = 1$, т.к. ветровая нагрузка действует перпендикулярно проводу

Получаем:

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 0,76 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 0,0152 \cdot 1 = 6,31 \text{ Н / м}$$

Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1м провода с гололёдом: $P_{wnz}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_z \cdot F_z \cdot \sin^2 \varphi$,

где $W_z = 0,25 \cdot W = 0,25 \cdot 650 = 162,5$ Па - гололёдное ветровое давление

$C_x = 1,2$ - коэффициент лобового сопротивления, для проводов, покрытых гололедом, диаметром менее 20 мм [2, п. 2.5.52];

F_z - площадь продольного диаметрального сечения провода с гололёдом рассчитывается по формуле:

$$F_z = (d_n + 2 \cdot k_l \cdot k_w \cdot b_{\vartheta}) \cdot 10^{-3} = (15,2 + 2 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 0,036 \text{ м}^2$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$P_{wnz}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_2 \cdot F_2 \cdot \sin^2 \varphi = 0,76 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 162,5 \cdot 0,036 = 3,73 \text{ H / м}$$

Расчётная гололёдная нагрузка на 1 м провода $P_{nz} = P_{nz}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d$,

где γ_{nz} - коэффициент надёжности по ответственности, принят равным 1 [1, п. 2.5.55];

$\gamma_p = 1$ - региональный коэффициент по [2, п.2.5.55];

$\gamma_f = 1,3$ - коэффициент надёжности по гололёдной нагрузке для 2 района по гололёду [2, п.2.5.55];

$\gamma_d = 0,5$ - коэффициент условий работы по [2, п.2.5.55]

$$P_{nz} = 10,73 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 6,97 \text{ H / м}$$

Удельная гололёдная нагрузка:

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{nz}}{F} = \frac{6,97}{136,8} = 0,051 \text{ H / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Расчётная ветровая нагрузка на 1 м провода без гололёда:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{wn} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где $\gamma_{wn} = 1$ - коэффициент надёжности по ответственности по [2, п.2.5.54];

$\gamma_p = 1$ - региональный коэффициент по [2, п.2.5.54];

$\gamma_f = 1,3$ - коэффициент надёжности по ветровой нагрузке по [2, п.2.5.54]

$$P_{wn} = 6,31 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 8,2 \text{ H / м}$$

Удельная ветровая нагрузка на провод без гололёда:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{8,2}{136,8} = 0,06 \text{ H / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Расчётная ветровая нагрузка на 1 м провода с гололёдом:

$$P_{wnz} = P_{wnz}^H \cdot \gamma_{wn} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,73 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 4,849 \text{ H / м}$$

Удельная ветровая нагрузка на провод с гололёдом:

$$\gamma_{wnz} = \frac{P_{wnz}}{F} = \frac{4,849}{136,8} = 0,036 \text{ H / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результирующие нагрузки

Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололёда:

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{ng} = 4,62 + 6,97 = 11,59 \text{ Н / м}$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F} = \frac{11,59}{136,8} = 0,085 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2)$$

Результирующая нагрузка на провод без гололёда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{4,62^2 + 8,2^2} = 9,412 \text{ Н / м}$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F} = \frac{9,412}{136,8} = 0,069 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2)$$

Результирующая нагрузка на провод с гололёдом от давления ветра:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{wnz}^2} = \sqrt{11,59^2 + 4,849^2} = 12,56 \text{ Н / м}$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F} = \frac{12,56}{136,8} = 0,0918 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2)$$

Полученные результаты сведём в таблицу 4.1.1:

Таблица 4.1.1- Нагрузки, действующие на провод

Название	Нормативная, Н/м	Расчётная, Н/м	Удельная, Н/(м·мм ²)
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода	-	4,62	0,034
Гололёдная нагрузка, действующая на 1 м провода	10,73	6,97	0,051
Ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололёда перпендикулярно проводу	6,31	8,2	0,06
Ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололёдом перпендикулярно проводу	3,73	4,849	0,036
Результирующая нагрузка 1	-	11,59	0,085
Результирующая нагрузка 2	-	9,412	0,069
Результирующая нагрузка 3	-	12,56	0,0918

Таким образом, наибольшей нагрузкой является результирующая нагрузка на провод с гололёдом от давления ветра. В дальнейших расчётах принимаем

$$\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,0918 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2)$$

4.2 Определение физико-механических характеристик провода воздушной линии

Согласно [2, табл. 2.5.8] для провода АС120/19 с отношением $\frac{F_A}{F_C} = 6,28$

$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹ – температурный коэффициент линейного удлинения;

$E = 8,25 \cdot 10^4$ Н/мм² – модуль продольной упругости;

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по табл. 2.5.7 [2]: $\sigma_{нб} = \sigma_{t_2} = 135$ Н / мм², а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сэ} = 90$ Н / мм². Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

4.3 Определение критических длин пролётов и выбор определяющих климатических условий для расчёта сталеалюминевых проводов на прочность

Согласно ПУЭ расчёт воздушной линии необходимо производить для сочетания следующих условий или режимов:

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений в проводе, которые будут возникать в пролётах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допустимых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наибольшей температуры. Для этого составим и решим уравнение состояния провода. Искомой величиной считаем $\sigma_{сэ}$.

Исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{нб}$; искомые условия – среднеэксплуатационные. Тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2)$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Определим, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей удельной нагрузки.

При $l \Rightarrow 0$:

$$\sigma_{сз(1)}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сз} - t_2) = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (1,3 - (-4)) \\ = 130,72 \text{ Н / мм}^2$$

$$\text{При } l \Rightarrow \infty: \sigma_{сз(1)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,034}{0,0918} \cdot 135 = 50 \text{ Н / мм}^2$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться в пределах от 50 Н/мм² до 130,72 Н/мм².

При расчёте провода на прочность для конкретного пролёта необходимо знать, в каком режиме стрела провеса провода имеет наибольшее значение: при образовании гололедных отложений или при наивысшей температуре. При определенной температуре воздуха стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как и при наличии гололедных образований. Такая температура называется критической.

Для расчёта критической температуры принимаются безветровые режимы, так как стрела провисания – это расстояние от точки подвеса до нижней точки кривой провисания по вертикали, а действие ветра отклоняет провод от вертикального положения:

$$t_{кр} = (t_2 - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 1}} = (-4 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,034}{0,085} = 41,09^\circ \text{C}$$

Наивысшая температура составляет 38 °, что меньше критической температуры, значит, наибольшая стрела провисания будет при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда ($\gamma_{\Sigma 1}$).

Вычисляем критические пролёты:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$l_{1k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E(t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 84) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (-48,4 + 1,3)}{8,25 \cdot 10^4 \left[1 - \left(\frac{135}{84}\right)^2\right]}} = 261 \text{ м}$$

$$l_{2k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \sqrt{\frac{\alpha(t_{сэ} - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - 1}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} (1,3 + 48,4)}{\left[\left(\frac{0,0918}{0,034}\right)^2 - 1\right]}} = 174,56 \text{ м}$$

$$l_{3k} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E(t_2 - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} =$$

$$4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \sqrt{\frac{(135 - 84) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (-4 - 1,3)}{8,25 \cdot 10^4 \left[\left(\frac{0,0918}{0,034}\right)^2 - \left(\frac{135}{84}\right)^2\right]}} = 9,602 \text{ м}$$

Так как первый пролёт – мнимый, то существует только второй и третий критические пролёты.

$l = 370 \text{ м} > l_{2к} = 174,56 \text{ м}$, то расчётным режимом будет второй режим – режим наибольших нагрузок.

4.4 Расчёт габаритного пролёта

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролёта может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провисания, которую можно определить при заданной высоте подвеса провода на опоре, и, минимальном габарите – от низшей точки кривой провисания провода до земли:

$$l_{заб}^4 \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{заб}^2 \left(\sigma + \alpha \cdot E (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) - \frac{8}{3} f^2 E = 0,$$

Где: $\gamma_{[f]} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,0918 \text{ Н} / (\text{м} \cdot \text{мм}^2)$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma_{[\sigma]} = \gamma_{\Sigma 1} = 0,085 \text{ Н} / (\text{м} \cdot \text{мм}^2)$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчёта провода на прочность;

$\sigma = 135 \text{ Н} / \text{мм}^2$ - напряжение в проводе, принятое как исходное при расчёте провода на прочность;

$E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н} / \text{мм}^2$ - модуль упругости;

$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ - температурный коэффициент линейного расширения;

$t_{[\sigma]} = t_2 = -4^\circ\text{C}$ - температура, принятая как исходная для расчёта провода на прочность;

$t_{[f]} = t_+ = 38^\circ\text{C}$ - температура, при которой стрела провеса максимальна;

$$A = \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left(\frac{0,0918}{8 \cdot 6,93} + \left(\frac{0,085}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} \right) = 3,019 \cdot 10^{-3} ;$$

$$B = \left(\sigma + \alpha \cdot E (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = \left(135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (-4 - 38) \right) = 68,472 ;$$

$$C = \frac{8}{3} f^2 E = \frac{8}{3} \cdot 6,93^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 10,565 \cdot 10^6$$

					Лист
					75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес} + G_2) = 5 \cdot (1 \cdot 0,034 \cdot 136,8 \cdot 263,62 + 200) = 7130 \text{ Н}$$

В аварийном режиме:

В аварийном режиме на гирлянды изоляторов действуют весовые нагрузки

от проводов и самой гирлянды, а также редуцирование тяжения.

$$\text{Сила тяжения} - T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma_{нб} \cdot F = 1 \cdot 135 \cdot 136,8 = 18468 \text{ Н}$$

$$\text{Тогда } 1,8 \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \right)^2 + (K_{pd} \cdot T_{нб})^2} \leq P,$$

где $K_{pd} = 0,4$ - коэффициент редукции;

$$1,8 \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,0918 \cdot 136,8 \cdot 263,62}{2} + 200 \right)^2 + (0,4 \cdot 18468)^2} = 7616,62 \text{ Н}$$

Сравнение полученных нормативных нагрузок показывает, что выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по условиям послеаварийного режима (обрыва провода).

Вычисляем длину пути утечки:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k = 2 \cdot 126 \cdot 1,20 = 221,76 \text{ см},$$

где $\lambda_3 = 2 \text{ См/кВ}$ - удельная эффективная длина пути утечки по [2, табл. 1.9.1];

$U = 126 \text{ кВ}$ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение по ГОСТ 721-77;

$k = 1,20$ - коэффициент использования длины пути утечки по

Выбираем изолятор ЛК 70/110-А-2 полимерный линейный подвесной стержневой для районов с загрязнённой атмосферой, технические характеристики которого представлены в приложении Ж.

4.6 Выбор изоляторов для анкерной опоры

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд анкерных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

При наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F \cdot l_{вес}}{2} + G_2\right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F)^2} =$$

$$= 2,5 \sqrt{\left(\frac{0,0918 \cdot 136,8 \cdot 273,3}{2} + 200\right)^2 + (135 \cdot 136,8)^2} = 18567,13 \text{ Н}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

Длина приведённого пролёта - $l_{пр} = 0,9l_{заб} = 0,9 \cdot 218,72 = 196,5$;

$\sigma'_{сэ} = 61 \text{ Н / м}$ - для габаритного пролёта находится из зависимости

$\sigma_{нб} = f(l)$ по рис.

$$6 \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F \cdot l_{вес}}{2} + G_2\right)^2 + (\sigma'_{сэ} \cdot F)^2} =$$

$$= 2,5 \sqrt{\left(\frac{0,034 \cdot 136,8 \cdot 273,3}{2} + 200\right)^2 + (61 \cdot 136,8)^2} = 20966,33 \text{ Н},$$

Из расчётов видно, что выбор изоляторов для анкерных опор следует проводить для нормативной нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем изолятор типа ЛК 70/110-А-2 полимерный линейный подвесной стержневой, технические характеристики которого представлены в таблице.

4.7 Расчёт шаблона для расстановки промежуточных опор

Необходимо учесть следующие требования:

- принятый габарит не должен быть меньше регламентируемого ПУЭ;
- нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

Исходные условия: $\gamma_n, t_{-}, \sigma_{заб}$;

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3}, t_{сэ}, \sigma_{нб}$.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сз} - t_2);$$

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сз} - t_2) =$$

$$= 135 - \frac{0,088^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 210,903}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot$$

$$\cdot (-5,5 - (-4)) = 137,067;$$

$$B = \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24} = \frac{0,14^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 210,903^2}{24} = 2996845;$$

$$\sigma_{габ} - \frac{B}{\sigma_{габ}^2} = A.$$

Сводим к неполному кубическому уравнению:

$$\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B = 0,$$

Определим значение габаритного механического напряжения, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{габ+1} = \sigma_{габ} - \frac{\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B}{3 \cdot \sigma_{габ}^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_{габ}}.$$

За начальное приближение примем $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 135 \text{ Н / мм}^2$.

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода:

$$y = k_{ш} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2,$$

Где: x – значение длины габаритного пролёта в метра;

$$x = (0 \div 0,75) \cdot l_{габ} = 0 \div 158,177 \text{ м.}$$

$k_{ш}$ – коэффициент шаблона;

$$k_{ш} = \frac{\gamma_{нб} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 171,762} = 4,075.$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$y = 4,075 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2.$$

Кривая 2–габаритная кривая, служит для проверки расстояния от проводов до земли или до пересекаемых инженерных сооружений и сдвинута от кривой 1 на расстояние:

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 6,5 + 0,5 = 7 \text{ м.}$$

Габарит для ВЛ 110кВ строящихся по ненаселенной местности до поверхности земли равен 6,5 м [1, табл.2.5.20].

Кривая 3– земляная кривая – сдвинута от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвесов проводов на промежуточных опорах h_0 .

$$h_0 = H_{тр} - \lambda_1 = 19 - 1,32 = 17,68 \text{ м.}$$

Полученный в результате расчётов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 4.7.1.

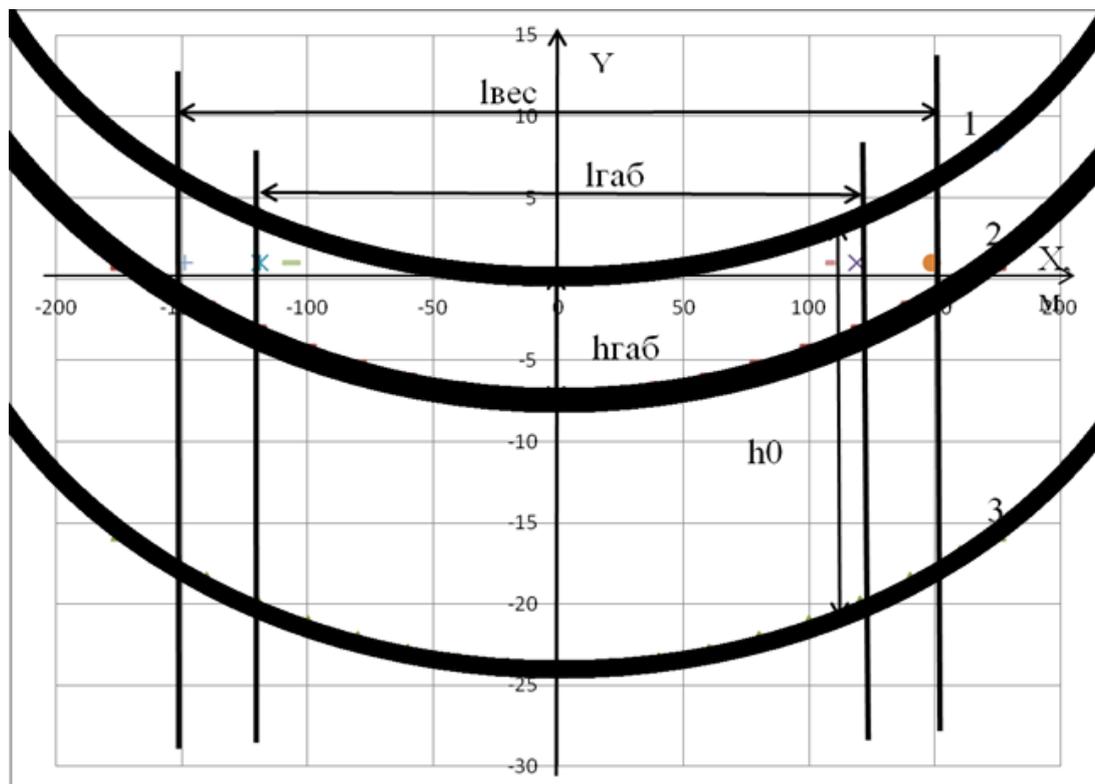


Рисунок 4.7.1 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

4.8 Расчёт грозозащитного троса

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Согласно [1, п. 2.5.79], для ВЛ 110кВи выше минимальное сечение троса – 50 мм². В качестве грозозащитного троса примем трос марки ТК-9,1 сечением, технические данные приведены в таблице 4.8.1.

Таблица 4.8.1 – Технические характеристики грозозащитного троса

Параметры	ТК-11
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	50,45
Масса смазанного каната, кг/км	438,5
Диаметр троса, мм	9,2

Высота гирлянды изоляторов на промежуточной опоре – $\lambda_{\eta} = 1,32$ м.

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_T = 0,362$ м.

Температурный коэффициент линейного расширения [1, табл.2.5.8]:

$$\alpha_m = 12 \cdot 10^{-6}, \text{ град}^{-1}.$$

Модуль продольной упругости троса [1, табл.2.5.8]:

$$E_T = 8,25 \cdot 10^4, \text{ Н/мм}^2.$$

Допускаемые напряжения в тросе [1, табл.2.5.7]:

$\sigma_{m \text{ нб}} = \sigma_{m-} = 600 \text{ Н/мм}^2$, когда на провод действует наибольшая механическая нагрузка.

$$\sigma_{m \text{ сг}} = 420 \text{ Н/мм}^2 \text{ при среднегодовой температуре воздуха.}$$

Защитный угол проводов на опоре:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{H_{ТС} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{2 + 1,32 - 0,362} = 28^0,$$

где D_B - вылеты верхней и средней траверс;

Защитный угол проводов средних фаз:

$$\alpha_{ПС} = \arctg \frac{D_C}{H_{СВ} + H_{ТС} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{2 + 4 + 1,32 - 0,362} = 29^0$$

Согласно [1, п. 2.5.120], значение защитного угла для одностоечных металлических опор с одним тросом не должно превышать допустимого значения 30^0 .

Нагрузки, действующие на трос

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 438,5 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,297 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{4,297}{50,45} = 0,085 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Гололедная нагрузка на 1м троса:

нормативная:

$$P_{\Sigma T}^H = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3 \cdot (d_T + k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ = 3,14 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 15 \cdot (9,2 + 1 \cdot 0,7 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,728 \text{ Н/м};$$

расчётная:

$$P_{\Sigma T} = P_{\Sigma T}^H \cdot \gamma_{\Pi\Gamma} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 5,728 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 3,7232 \text{ Н/м};$$

$$\text{удельная: } \gamma_{\Sigma T} = \frac{P_{\Sigma T}}{F_T} = \frac{3,7232}{50,45} = 0,073 \text{ (Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{))}.$$

Ветровая нагрузка на 1м троса без гололеда:

- ветровое давлению атмосферного перенапряжения:

нормативная:

$$P_{wma}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_m \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = \\ = 0,69 \text{ Н/м}.$$

$$W_a = 0,06 \cdot W, \text{ но не менее } 50 \text{ Па [1, п. 2.5.73],}$$

$$W_a = 0,06 \cdot 400 = 24 \text{ Па} < 50 \text{ Па} \rightarrow W_a = 50 \text{ Па}$$

$$\text{Согласно [1, п. 2.5.52] } \alpha_w = 1, k_l = 1, k_w = 1,25, C_x = 1,2,$$

$$F_T = 9,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

расчётная:

$$P_{wma} = P_{wma}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,69 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 0,98767 \text{ Н/м}.$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

удельная: $\gamma_{wma} = \frac{P_{wma}}{F_T} = \frac{0,9867}{50,45} = 0,019 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$.

Ветровая нагрузка на 1 м троса с гололедом:

нормативная:

$$P_{wma}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot (d_m + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_3) \cdot 10^{-3}$$

$$P_{wma}^H = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot (9,2 + 2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 2,715 \text{ Н}/\text{м}$$

расчётная: $P_{wma} = P_{wma}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 2,715 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 4,778 \text{ Н}/\text{м}$.

удельная: $\gamma_{wma} = \frac{P_{wma}}{F_T} = \frac{4,778}{50,45} = 0,094 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$.

Результирующая нагрузка от массы троса и гололеда:

$$P_{\Sigma 1T} = P_T + P_{2T} = 4,297 + 3,723 = 8,02 \text{ Н}/\text{м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1T} = \gamma_T + \gamma_{2T} = 0,085 + 0,073 = 0,815 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

Результирующая нагрузка на трос без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2T} = \sqrt{P_T^2 + P_{wma}^2} = \sqrt{4,297^2 + 0,987^2} = 4,408 \text{ Н}/\text{м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2T} = \frac{P_{\Sigma 2T}}{F_T} = \frac{4,408}{50,45} = 0,087 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

Результирующая нагрузка на трос с гололедом от давления ветра:

$$P_{\Sigma 3T} = \sqrt{P_{\Sigma 1T}^2 + P_{wma}^2} = \sqrt{8,02^2 + 4,778^2} = 9,335 \text{ Н}/\text{м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3T} = \frac{P_{\Sigma 3T}}{F_T} = \frac{9,335}{50,45} = 0,185 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

Из расчётов видно, что наибольшей результирующей нагрузкой является нагрузка на трос с гололёдом от давления ветра.

Так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для этих же условий.

Ветровая нагрузка на провод для условий атмосферных перенапряжений:

нормативная:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{wn}^H = \alpha_W \cdot k_l \cdot k_W \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_{II} \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 50,45 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 3,783 \text{ Н/м};$$

расчётная:

$$P_{wna} = P_{wna}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,783 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 5,409 \text{ Н/м.}$$

$$\text{удельная: } \gamma_{wna} = \frac{P_{wna}}{F_{II}} = \frac{5,409}{50,45} = 0,107 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2na} = \sqrt{P_{II}^2 + P_{wna}^2} = \sqrt{4,408^2 + 5,409^2} = 6,977 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2na} = \frac{P_{\Sigma 2na}}{F_{II}} = \frac{6,977}{50,45} = 0,138 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости:

$$\beta = \arctg\left(\frac{\gamma_{wna}}{\gamma_{\Sigma 2na}}\right) = \arctg\left(\frac{0,107}{0,138}\right) = 0,65$$

Стрела провисания провода при температуре атмосферных перенапряжений $t_a = +15^\circ\text{C}$:

$$f_{na}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E}\right) \cdot f_{na} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = 0,$$

Где:

$$A = \sigma - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma^2} + \alpha E (t_{-} - t_a) = 135 - \frac{0,104^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 135^2} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (-51 - 15) = 43,042;$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E}\right) = 0,375 \cdot \left(\frac{46,08 \cdot 189,81^2}{8,25 \cdot 10^4}\right) = 7,04;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,138 \cdot 189,81^4}{8,25 \cdot 10^4} = 101,77;$$

$$f_{na}^3 + D \cdot f_{na} - F = 0.$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве первого приближения для расчёта методом Ньютона принято ранее определённое значение стрелы провисания $f_{заб} = 3,624$ м. Расчёты итераций сведём в таблицу 4.8.1.

Напряжение в низшей точке провода при атмосферных перенапряжениях:

$$\sigma_{na} = \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^2}{8 \cdot f_{na}} = \frac{0,138 \cdot 189,81^2}{8 \cdot 3,014} = 206,19 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимальная стрела провисания провода при атмосферных перенапряжениях:

$$l_{\max} = 1,25 \cdot l_{заб} = 1,25 \cdot 210,903 = 263,62 \text{ м};$$

$$f_{na \max} = f_{na} \cdot \left(\frac{l_{\max}}{l_{np}} \right)^2 = 3,014 \cdot \left(\frac{263,62}{189,81} \right)^2 = 5,8153 \text{ м}.$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы провисания:

$$f_{na \max}^B = f_{na \max} \cdot \cos \beta = 5,813 \cdot \cos(16,07^\circ) = 5,58 \text{ м}.$$

Для длин пролёта, не превышающих 1000 м, расстояние между проводом и тросом в середине пролёта рассчитывается по эмпирической формуле:

$$Z = 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (263,62 - 200) = 4,954 \text{ м}.$$

Стрела провисания троса:

$$f_{та \max} = f_{na \max}^B + \lambda_n + H_{mc} - \lambda_m - Z = 5,58 + 1,804 + 4 - 0,546 - 4,954 = 5,984 \text{ м}.$$

$$f_{na \max}^B - f_{та \max} = 0,404 \text{ (м)};$$

$$f_{та \max} = f_{na \max}^B - 0,404 = 5,58 - 0,404 = 5,176 \text{ м};$$

$$Z_1 = (f_{na \max}^B - f_{та \max}) + \lambda_n + H_{mc} - \lambda_m = 0,404 - 5,176 + 1,32 + 4 - 0,546 = 8,131 \text{ м}.$$

Защитный угол троса в середине пролёта при не отклонённых ветром положениях троса и провода:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{Z_1} = \arctg \frac{2,1}{8,131} = 21,124^{\circ} < 24,005^{\circ}$$

Стальные тросы изготавливают из стальной проволоки высокого качества, свитой по спирали, поэтому режим низших температур не представляет для него опасности. Необходимо рассмотреть режим наибольших нагрузок.

$$\sigma_{ТНб} - \frac{\gamma_{\Sigma 3та}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24 \cdot \sigma_{ТНб}^2} = \sigma_{та} - \frac{\gamma_{\Sigma 2та}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24 \cdot \sigma_{та}^2} + \alpha_T \cdot E_T \cdot (t_a - t_z);$$

$$D = \sigma_{та} - \frac{\gamma_{\Sigma 2та}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24 \cdot \sigma_{та}^2} + \alpha_T \cdot E_T \cdot (t_a - t_z) =$$

$$= 50,45 - \frac{0,138^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 50,45^2} + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 18,5 \cdot 10^4 (15 - (-4)) =$$

$$= -1985,31;$$

$$F = \frac{\gamma_{\Sigma 3та}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24} = \frac{0,185 \cdot 189,81^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24} = 51377195;$$

$$\sigma_{ТНб}^3 + D \cdot \sigma_{ТНб}^2 - F = 0;$$

$$\sigma_{ТНб+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\sigma_{ТНб}^3 + \frac{F}{2}}{\sigma_{ТНб}^2 + \frac{D}{3}}$$

В качестве первого приближения примем допускаемое напряжение для троса $\sigma_{т нб} = 600 \text{ Н/мм}^2$.

$\sigma_{т нб+5} = 345,961 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_{т нб} = \sigma_{т-} = 600 \text{ Н/мм}^2$, трос марки ТК-9,2 удовлетворяет требованиям обеспечения механической прочности.

4.9 Расчёт нагрузок, действующих на промежуточную опору П110-3В

На промежуточную опору в нормальном режиме работы ВЛ действуют нагрузки согласно рисунка 4.9.1.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

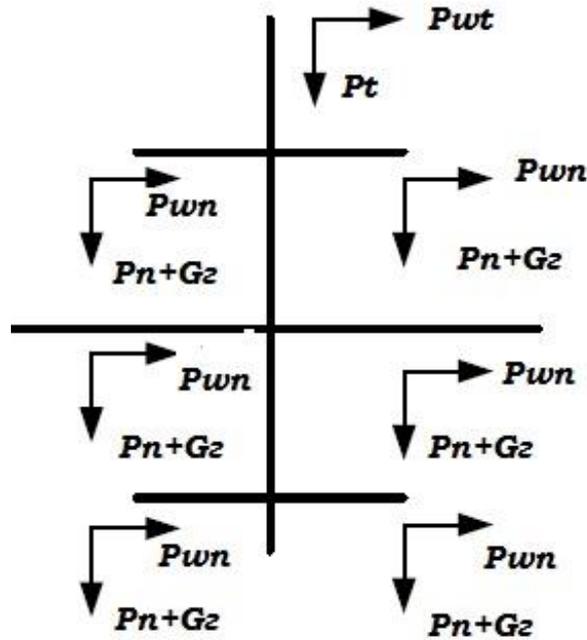


Рисунок 4.9.1– Нагрузки, действующие на промежуточную опору

Нагрузка от собственного веса опоры:

$$P_{on} = M_{on} \cdot g \cdot 10^3 = 2,42 \cdot 10^3 \cdot 9,8 = 23,712 \text{ Н} \cdot 10^3, \text{ где } - M_{on} = 2421 \text{ кг.}$$

Нагрузка от веса гирлянды изоляторов:

$$G_{ги} = n_{г} \cdot G_{г} \cdot g = 12 \cdot 20,4 \cdot 9,8 = 2,3 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где $n_{г}$ – количество гирлянд на опоре, шт.;

$G_{г}$ – масса каждой гирлянды, кг;

Нагрузка от веса проводов на весовой пролёт с учётом одной цепи и трёх-фазной системы:

$$P_{п} = 3 \cdot P_{п} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 5,8702 \cdot 263,62 = 4,64 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от веса троса на весовой пролёт:

$$P_{т} = P_{т} \cdot l_{вес} = 4,297 \cdot 263,62 = 1,13 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Постоянные нагрузки:

$$P_{пост} = P_{on} + G_{ги} + P_{п} + P_{т} = 23,712 + 2,3 + 4,64 + 1,13 = 31,78 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси линии) с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{wП} = 3 \cdot P_{wn} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 15,38 \cdot 263,62 = 12,163 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда:

$$P_{wT} = P_{wта} \cdot l_{вес} = 0,98 \cdot 263,62 = 0,258 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{ГП} = 3 \cdot P_{гп} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,613 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от веса гололеда на трос:

$$P_{ГТ} = P_{гт} \cdot l_{вес} = 3,72 \cdot 263,62 = 0,98 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A,$$

где $k_w = 1,25$; $W = 500 \text{ Па}$; $C_x = 1,1$

A – площадь проекции опоры, м^2 .

Ширина базы опоры у ее основания – 2,8 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 19 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 6 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 0,7 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 2,8 \cdot 19 + 6 \cdot 0,7 = 57,4 \text{ м}^2.$$

$$Q_c^H = 1,25 \cdot 500 \cdot 1,1 \cdot 57,4 = 39,46 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_n^H = 0,5 \cdot Q_c^H = 0,5 \cdot 39,46 = 19,73 \text{ Н} \cdot 10^3;$$

$$Q = (Q_n^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где $\gamma_f = 1,3$; $\gamma_{nw} = 1$; $\gamma_p = 1$;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$$Q = (19,73 + 39,46) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 76,95 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{wII} + P_{III} + P_{wT} + P_{IT} + Q = 12,16 + 5,61 + 0,258 + 0,98 + 76,95 = 95,96 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{проп} = P_{пост} + P_{кр} = 31,78 + 95,96 = 127,74 \text{ Н} \cdot 10^3$$

4.10 Расчёт грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф3-2 [1, табл.1.16], технические данные которого приведены в таблице 12, под промежуточную опору П110-3 в нормальном режиме работы ВЛ. Грунт глинистый с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$ [4].

Принимаем фундамент с характеристиками согласно таблице 4.10.1.

Чертеж фундамента представлен на рисунке 4.10.1.

Таблица 4.10.1 – Технические характеристики фундамента Ф3-2

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты, а, м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
2,7	2,5	1,2x1,2	1,5

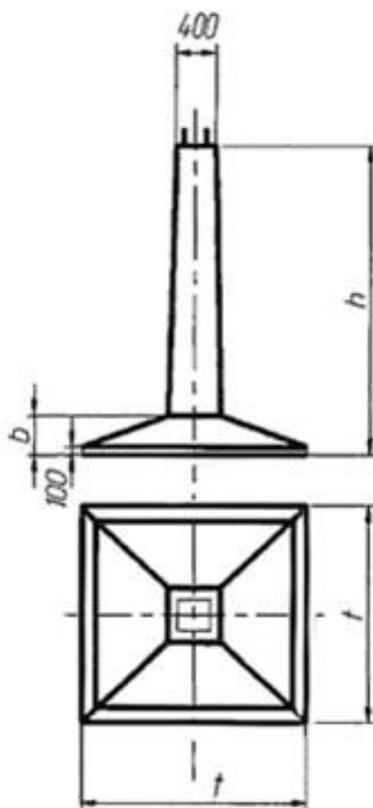


Рисунок 4.10.1 – Чертеж фундамента Ф3-2

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору равна расчётной вырывающей нагрузке:

$$N_{\sigma}^P = N_c = 127,74 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору:

$$N_{\sigma}^H = 31,71 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Для глинистых грунтов с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$:

- нормативное значение модуля деформации $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$;
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 25^{\circ}$;
- нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 12,5 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для значения модуля $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 1,2 \text{ м}$ и глубина заложенного фундамента $h_{\phi} = 2,5 \text{ м}$. Давление на грунт основания подножника $R_s = 672 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ [5, П.2, табл. 2.14].

Для промежуточной прямой опоры, установленной в глинистый грунт с показателем консистенции $J_L = 0,54$ относительным заглублением $h / a = 2,7 / 1,2 = 2,25 \text{ м}$.

Объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ расчётное давление $R_3 = 60 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ [5, П.2, табл. 2.8].

Выбираем коэффициент бокового расширения $\mu = 0,8$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$, а для супеси $k_{\Gamma} = 2,4$ [5, П.2, табл. 2.13].

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi_H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{21}{1,1} = 18,18^\circ.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C_H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{12,5}{2,4} = 4,167 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Для промежуточной опоры коэффициент надёжности $k_H = 1$ [5, П.2, табл. 2.7].

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{cp} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\phi} = \frac{669}{1,2^2} + 17 \cdot 2,7 = 510,4 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2;$$

$$\sigma_{cp} \leq R_s \text{ или } 510,4 < 672 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Условие расчёта по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф3-2 находится в допустимых пределах.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F_0 + G_{\Phi} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,2^2 + 1,5 \cdot 9,8 = 118,38 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где $m=1,2$ – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_{\text{В}}^{\text{Н}} = 31,78 < 118,38$$

Фундамент марки Ф3-2 удовлетворяет условию расчёта по деформациям на вырывание.

Расчёт по устойчивости (по несущей способности)

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника, если, $a = 1,2$ м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\Phi} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 1,2 + 2 \cdot 2,7 \cdot \text{tg}(18,18^\circ) = 4,1;$$

$$\begin{aligned} V_{\Phi} &= \frac{h_{\Phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \\ &= \frac{2,5}{6} \cdot [(2 \cdot 1,2 + 4,1) \cdot 4,1 + (2 \cdot 1,2 + 4,1) \cdot 1,2] = 14,354 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента:

$$\Sigma \omega_{\Phi} = 2 \cdot h_{\Phi} \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 2,5 \cdot (1,2 + 4,1) = 26,5 \text{ м}^2.$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_{\text{Н}}} \cdot (N_{\Phi} + 0,9 \cdot G_{\Phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_{\text{Н}}} (V_{\Phi} \cdot \gamma_3 + C_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\Phi} + 0,9 \cdot G_{\Phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} \cdot (14,354 \cdot 17 + 3,125 \cdot \cos(13,6^\circ) \cdot 26,5 + 0,9 \cdot 1,5 \cdot 9,8) = 306,61 \text{ Н} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

$$N_{\text{В}}^{\text{Р}} \leq \frac{1}{K_{\text{Н}}} (N_{\Phi} + 0,9 G_{\Phi} \cdot 9,8)$$

$127,74 < 306,61 \text{ Н} \cdot 10^3$, следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчёта по несущей способности.

Заключение: фундамент Ф3-2 выбран верно.

4.11 Выбор анкерно-угловой опоры.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Выберем анкерно-угловую опору марки У110-3 характеристики анкерной опоры указаны в таблице 4.11.1. Чертёж представлен на рисунке П15 приложения 3. 7 Нагрузки, действующие на опору указаны на рисунке 4.11.1.

Определим нормативные и расчётные нагрузки на анкерную металлическую опору У110-3 в нормальном режиме работы ВЛ для дальнейшего выбора и проверки фундамента под опору.

Таблица 4.11.1 – Характеристики анкерной опоры

Марка опоры	Полная высота H , м	Высота до нижней траверсы H_t , м	Ширина A , м	Масса M , т
У110-3	19,9	10,5	4,8	3,248

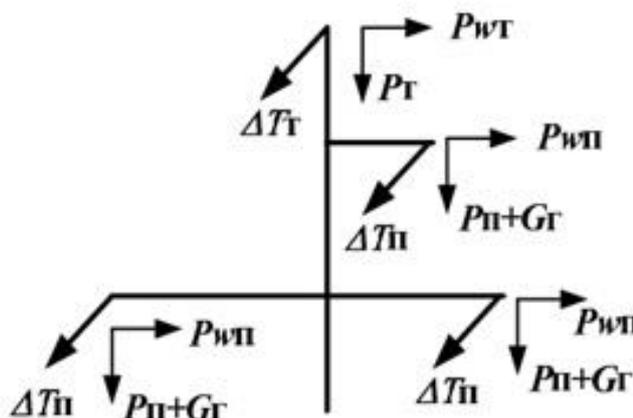


Рисунок – 4.11.1 Нагрузки, действующие на анкерную опору

Постоянные нагрузки

Собственный вес опоры:

$$P_{оп} = M \cdot g = 3,248 \cdot 9,8 \cdot 10^3 = 31,83 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

собственный вес гирлянды изоляторов:

$$G_{Г} = n_{Г} \cdot G_{Г} = 7 \cdot 5,6 \cdot 9,8 = 0,384 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Собственный вес проводов:

$$P_{П} = 3 \cdot P_{П} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,613 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Собственный вес троса:

$$P_T = P_T \cdot l_{вес} = 4,297 \cdot 263,62 = 1,132 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$P_{ПОСТ} = P_{ОП} + G_T + P_{П} + P_T = 31,83 + 0,384 + 5,613 + 1,132 = 38,96 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Кратковременные нагрузки:

Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси линии) с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{wП} = 3 \cdot P_{wn} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 14,202 \cdot 263,62 = 11,23 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда:

$$P_{wT} = P_{wта} \cdot l_{вес} = 0,98 \cdot 263,62 = 0,258 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{ГП} = 3 \cdot P_{гп} \cdot l_{вес} = 3 \cdot 7,098 \cdot 263,62 = 5,61 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка от веса гололеда на трос:

$$P_{ГТ} = P_{гт} \cdot l_{вес} = 3,72 \cdot 263,62 = 0,98 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A,$$

где $k_w = 1,25$; $W = 500 \text{ Па}$; $C_x = 1,1$

Ширина базы опоры у ее основания – 4,8 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 10,5 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 19,9 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 0,7 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 4,8 \cdot 10,5 + 19,9 \cdot 0,7 = 64,33 \text{ м}^2.$$

$$Q_c^H = 1,25 \cdot 500 \cdot 1,1 \cdot 64,33 = 44,22 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_n^H = 0,5 \cdot Q_c^H = 0,5 \cdot 44,22 = 22,11 \text{ Н} \cdot 10^3;$$

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$Q = (Q_n^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где $\gamma_f = 1,6$; $\gamma_{nw} = 1$; $\gamma_p = 1$;

$$Q = (22,11 + 44,22) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 106,13 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{wII} + P_{ГII} + P_{wT} + P_{ГT} + Q = 11,23 + 5,61 + 0,26 + 0,98 + 106,13 = 124,21 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{прон} = P_{пост} + P_{кр} = 38,96 + 124,21 = 163,17 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

4.12 Расчёт грибовидного фундамента - подножника под анкерную опору

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки ФЗ-А [1, табл.1.16] под анкерную опору У110-3 в нормальном режиме работы ВЛ.

Грунт представляет собой супеси с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$.

Принимаем фундамент с характеристиками согласно таблице 4.12.1.

Чертеж фундамента представлен на рисунке 4.12.1.

Таблица 4.12.1 – Технические характеристики фундамента ФЗ-А

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
3,2	3	1,5×1,5	2,5

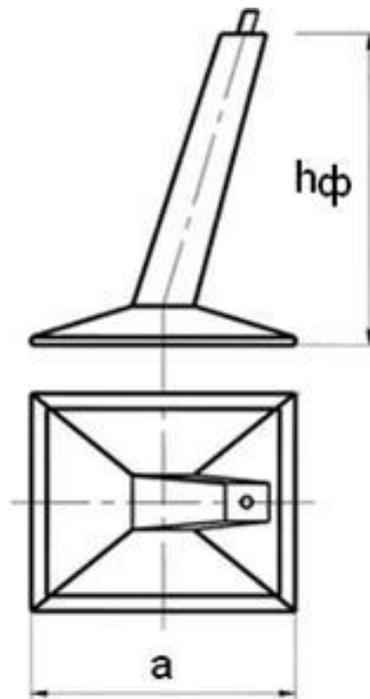


Рисунок – 4.12.1 Чертеж фундамента где:

a – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, м;

h_{ϕ} - глубина заложения подножника, м.

Сжимающая нагрузка, действующая на подножник, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору У110-3 и равна расчётной вырывающей нагрузке:

$$N_{\phi}^P = N_c = 163,17 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору У110-3:

$$N_{\phi}^H = 38,96 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Для грунтов (супесей) с показателем консистенции $J_L = 0,54$ и коэффициентом пористости $e = 0,45$:

- нормативное значение модуля деформации $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 25^{\circ}$
- нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 12,5 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Давление на грунт основания анкерного подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$, при размере стороны квадратного анкерного подножника $a = 1,5 \text{ м}$ и глубина заложеного фундамента $h_{\phi} = 3 \text{ м}$.

$$R_s = 300 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Для прямой промежуточной опоры, установленной в грунт (супеси) с показателем консистенции с $J_L = 0,54$ относительным заглублением $h / a = 3 / 1,5 = 2 \text{ м}$.

Объемный вес грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ расчётное давление $R_3 = 60 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

Для супесей с $J_L = 0,54$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$, а для супеси $k_{\Gamma} = 2,4$. [5, П.2, т.2.13]

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{25}{1,1} = 18,18^{\circ}$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{12,5}{2,4} = 4,167 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$$

Расчёт по деформации (на сжатие)

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{cp} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\phi} = \frac{403,5}{1,5^2} + 17 \cdot 3,2 = 233,6 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2;$$

$$\sigma_{cp} \leq R_s \text{ или } 233,6 < 300 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Условие расчёта по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф3-А находятся в допустимых пределах.

Расчёт по деформациям (на вырывание)

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F + G_{\Phi} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,5^2 + 4,3 \cdot 9,8 = 204,14 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Где $m=1,2$ – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H < m \cdot R_3 \cdot F + G_{\Phi} \cdot 9,8 \quad \text{или} \quad 38,96 < 204,14 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Фундамент марки Ф3-А удовлетворяет условию расчёта по деформациям на вырывание.

Таким образом, на основании проведенных проверок можно утверждать о правильном выборе фундамента.

Расчёт по устойчивости (по несущей способности)

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника марки Ф3- А, если $a = 1,5$ м.

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\Phi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,5 + 2 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg} 18,18 = 3,24$$

$$V_{\Phi} = \frac{h_{\Phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \frac{3}{6} \cdot [(2 \cdot 3,24 + 1,5) \cdot 3,24 + (2 \cdot 1,5 + 3,24) \cdot 1,5] = 16,05 \text{ м}^3.$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф3-А:

$$\Sigma \omega_{\Phi} = 2h_{\Phi} (a + a_1) = 2 \cdot 3 \cdot (1,5 + 3,24) = 28,44 \text{ м}^2$$

Далее проверяем, выполняется ли условие по несущей способности:

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_H} (N_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_H} (V_{\Phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1,3} (16,05 \cdot 17 + 4,167 \cdot \cos 18,3^{\circ} \cdot 28,44 + 0,9 \cdot 4,3 \cdot 9,8) = 316,79 \text{ Н} \cdot 10^3 \end{aligned}$$

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (N_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8)$$

$163,17 < 316,79 \text{ Н} \cdot 10^3$, следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчёта по несущей способности.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

4.13 Расчёт монтажной таблицы и построение монтажных графиков

Монтаж происходит в течение значительного периода времени. Требуется учесть вытяжку провода при расчёте механического монтажного напряжения, для предотвращения увеличения стрелы провисания провода.

Доля вытяжки, происходящей при монтаже оценивается величиной:

$$V = 0,05 \cdot m = 0,05 \cdot 7,8 = 0,39,$$

где $m = \frac{149}{24,2} = 6,16$ – отношение площадей поперечных сечений провода.

В расчёте необходимо использовать значения модулей:

$F_{cm} = 18,5 \cdot 10^3 \text{ Н / мм}^2$ – модуль упругости стали.

$$F = F_{cm} \cdot \frac{1 + 0,286 \cdot m}{1 + m} = 18,5 \cdot \frac{1 + 0,286 \cdot 6,16}{1 + 6,16} = 7,13 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$D = F_{cm} \cdot \frac{1 + 0,19 \cdot m}{1 + m} = 18,5 \cdot \frac{1 + 0,19 \cdot 6,16}{1 + 6,16} = 5,6 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$F_M = \frac{F}{1 + \left(\frac{F}{D} - 1\right) \cdot V} = \frac{71,3}{1 + \left(\frac{71,3}{56,07} - 1\right) \cdot 0,39} = 6,44 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Для исходных условий, соответствующих режиму наибольших механических нагрузок, с учетом модулей, уравнение состояния провода примет вид:

$$\sigma_M - \frac{\gamma_{\Sigma 1}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_M^2} = \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_2 - t_M).$$

Примем $t_M = t_{сг}$;

$$A = \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_2 - t_M) = 135 \cdot \frac{6,44}{5,6} - \frac{0,14^2 \cdot 6,44 \cdot 10^3 \cdot 189,81^2}{24 \cdot 135^2} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 6,44 \cdot 10^3 (-4 + 5,5) = 144,976;$$

$$B = \frac{\gamma_{\Sigma 1}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24} = \frac{0,079^2 \cdot 189,81^2 \cdot 6,44 \cdot 10^3}{24} = 60,33.$$

если $A > 0$, то

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$\sigma_{M0} = 1,02\sqrt{B^{2/3} + A^2} = 1,02\sqrt{60,33^{2/3} + 144,976^2} = 147,93 \text{ Н / мм}^2;$$

$$\sigma_{M+1} = \frac{\sigma_{M0}^2 (2 \cdot \sigma_{M0} - A) + B}{\sigma_{M0} \cdot (3\sigma_{M0} - 2A)}.$$

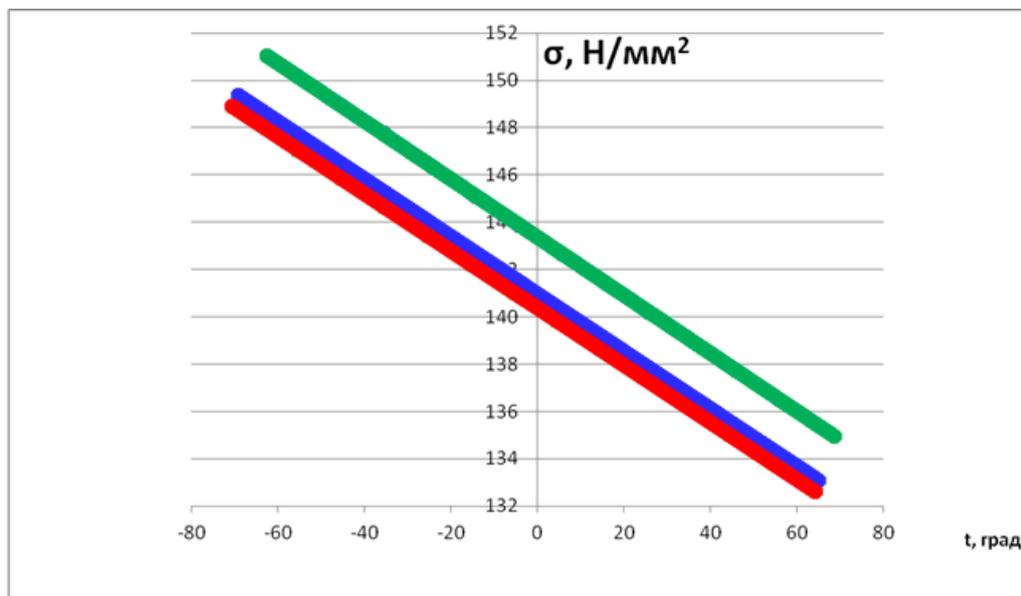


Рисунок – 4.13.1 Монтажные графики провода

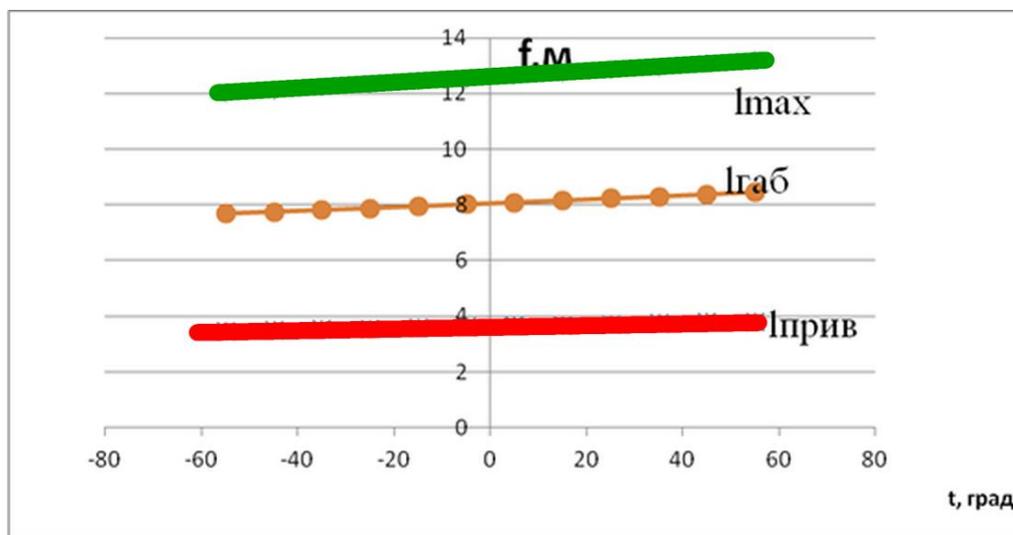


Рисунок – 4.13.2 Монтажные графики провода

На основании полученных данных, после проведённых итераций проводим построение монтажных графиков провода представленные на рисунках 4.13.2, 4.13.2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела является расчёт сравнительной экономической эффективности капитальных вложений на реконструкцию РУ 110 кВ 1 ЗРУ 110 кВ и сопоставления разрабатываемых проектных вариантов. Рассматриваются два варианта:

- 1 Замена изоляторов разъединителей ОНШ-35-20 на изоляторы ОНШП-35-20-4 УХЛ1, замена приводов ПНЧ, приводами МТ 50
- 2 Установка комплектных разъединителей SGF 123 АBB в сборе с приводом МТ 50.

5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоёмкости.

Для расчёта основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ (таблица П5 приложение 3).

Для определения трудоёмкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож.}$ применим вариант, основанный на использовании трёх оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$.

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6}$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Антонов Д.А.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэф- фективность и ресурсос- бережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Фикс Н.П.					101	156
Консульт.		Коршунова Л.И.				<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		
Н. Контр.								
Утверд.								

Таблица 5.1.1 – Описание графика выполнения работ

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

5.2 Расчёт затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции, группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

- 1 материальные затраты;
- 2 оплата труда;
- 3 отчисления в социальные фонды;
- 4 амортизация основных фондов;
- 5 прочие затраты;
- 6 накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведённые в приведённую ниже таблицу 5.2.1.

Таблица 5.2.1 Материальные затраты.

Материал	Единица измерения	Количество (выработанный ресурс)	Стоимость, руб.	Итого, руб
Печатная бумага	Упаковка (500листов)	2	300	600
Диск оптический	Шт.	4	50	200
Письменные принадлежности	Шт.	6	70	420
Папка скоросшиватель	Шт.	4	10	40
Папка скоросшиватель	Шт.	4	50	200
Картридж для светопечати	Шт.	0,25	4200	1050
ИТОГО				2510

Расчёт заработной платы.

Тм - число дней работы.

$$ЗП_{\text{рук}} = ((26000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 168034 \text{ руб.},$$

где 26000- оклад

1,16 – коэффициент за неиспользованный отпуск

1,3 – районный коэффициент

$$ЗП_{\text{вед. инженер}} = ((21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 128700 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{инженер}} = ((17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 104185 \text{ руб.},$$

Сводим расчёты в таблицу 5.2.2

Таблица 5.2.2 Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Количество работников	Группа	Должностной оклад, руб.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	1	3	26000	90	168034
Ведущий инженер	1	2	21000	90	128700
инженер	1	2	17000	90	104185
Итого					400919

Фонд заработной платы ФЗП = \sum ЗП исп.

$$\text{ФЗП} = 400919 \text{ р.}$$

Размер отчислений на социальные нужды составляет 26% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$\text{И сн} = 400919 \cdot 0,26 = 104239 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$\text{И ам} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \cdot N_{\text{а}} \cdot \Phi_{\text{н}}$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования;

$N_{\text{а}}$ - норма амортизации;

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году (366 в 2016 году).

Таблица 5.2.3 Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Ф _п , руб	Н _а , %	Т _и , дней	И _{ам} , руб
Компьютер и периферийные устройства	3 Шт.	120000	0,2	70	4590
Комплект лицензионного ПО	3 Шт.	160000	0,3	70	9180
МФУ	1 Шт.	20000	0,2	20	218
Стол	3 Шт.	36000	0,1	70	688
Стул	3 Шт.	21 000	0,2	70	803
Итого					15479

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 15479$ руб.

Прочие расходы:

$$I_{пр} = 0,1(ЗП + I_M + I_{ам} + I_{сн})$$

$$I_{пр} = 0,1(400919 + 2510 + 15479 + 120275) = 53918 \text{ руб.}$$

Накладные расходы принимаем 50% от ФЗП:

$$N_p = 0,5 \cdot \text{ФЗП}$$

$$N_p = 0,5 \cdot 400919 = 200459 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{п} = I_M + I_{зп} + I_{сн} + I_{ам} + I_{пр} + N_p$$

$$C_{п} = 400919 + 2510 + 15479 + 120275 + 53918 + 200459 = 793561 \text{ руб.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_б = C_{п} \cdot 0,2$$

$$П_б = 793561 \cdot 0,2 = 158712 \text{ руб.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{п} = C_{п} + П_б$$

$$Ц_{п} = 793561 + 158712 = 952273 \text{ руб.}$$

Смета затрат представлена в таблице 5.2.4

Таблица 5.3.1 – Расчёт капиталовложений на оборудование

№ п/п	Наименование электрооборудования	Наименование проводимых работ	Количество	Сметная стоимость единицы, руб.		Общая стоимость, руб.	
				оборудования	монтажных работ	оборудования	монтажных работ
1	Разъединитель РЛНО-110	Демонтаж разъединителя РЛНО-110 в сборе	24	-	25000	-	600000
	Двухколонковый поворотный разъединитель типа SGF 123n II 100У1 + привод 2Е/2НА/1МТ50 110кВ производитель АВВ	Монтаж, наладка.	24	780000	156000	18720000	3744000
	Рабочий настил разъединителя	Монтаж рабочего настила	24	20000	40000	480000	960000
	Токопровод ЛР, ШР.	Подключение	24	10000	8000	240000	192000
	Итого по варианту 1						19500000
2	Рабочий настил разъединителя	Монтаж рабочего настила	24	15000	30000	360000	720000
	Привод ПНЧ	Демонтаж привода ПНЧ	24	-	10000	-	240000
	Полимерный изолятор ОНШП-35-20-4	Замена изоляторов	216	4257	1702	919512	367632
	Арматура крепления изоляторов	Замена изоляторов	216	2000	800	432000	172800
	привод 2Е/2НА/1МТ50 110кВ производитель АВВ	Монтаж привода	24	340000	136000	8160000	3264000
	Контактные группы	Замена контактной группы	24	200000	80000	4800000	1920000
	Токопровод ЛР, ШР.	Подключение	24	10000	8000	240000	160000
Итого по варианту 2						14911512	6844432

Капитальные затраты

$$K = K_{\text{mat}} + K_{\text{раб}} + K_{\text{проекта}}$$

Вариант 1. $19500000 + 5304000 + 952273 = 25756273$ руб.

Вариант 2. $14911512 + 6844432 + 952273 = 22708217$ руб.

5.4 Амортизационные отчисления

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.

$$I_{ам} = P_{ам} \cdot K$$

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, %

Вариант 1.

$$I_{ам1} = 0,04 \cdot 25756273 = 1030250 \text{ руб.}$$

Вариант 2.

$$I_{ам1} = 0,1 \cdot 22708217 = 2270822 \text{ руб.}$$

Таблица 5.4.1 – Расчёт амортизационных отчислений

№ варианта	Наименование электрооборудования	Общая балансовая стоимость, тыс. руб.	Срок службы, лет	Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
1	Двухколонковый поворотный разъединитель типа SGF 123n II 100Y1 + привод 2E/2HA/1MT50 110кВ производитель АВВ	25756273	25	4	1030250
2	разъединитель РЛНО-110 с изоляторами ОНШП-35-20-4 и приводом 2E/2HA/1MT50 110кВ производитель АВВ	22708217	10	10	2270822

5.5 Расчёт заработной платы

Расчёт заработной платы производится согласно действующим объёмам и нормам по испытанию и обслуживанию оборудования.

Работы по обслуживанию производятся в 2 этапа:

Работы по обслуживанию средств РЗА (релейной защиты и автоматики) в составе бригады из двух работников, производителя работ и члена бригады. Работы по обслуживанию и ремонту силовой части оборудования, ремонтным персоналом в составе бригады из двух работников, производителя работ и члена бригады результаты расчётов сводим в таблицу 5.5.1.

Вариант 1.

$$ЗП_{пр.р\ рза} = ((24000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 2 = 3268 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{чл.бр\ рза} = ((20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 2 = 2724 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{пр.р\ рем} = ((21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 2 = 2860 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{чл.бр\ рем} = ((18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 2 = 2451 \text{ руб.},$$

Вариант 2.

$$ЗП_{пр.р\ рза} = ((24000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 4 = 13072 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{чл.бр\ рза} = ((20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 4 = 10896 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{пр.р\ рем} = ((21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 8 = 11440 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{чл.бр\ рем} = ((18000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 8 = 9806 \text{ руб.},$$

Таблица 5.5.1 Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Кол. работников	Должностной оклад (руб.)	Вариант №1.		Вариант №2.	
			Время занятости дней	Зп, руб.	Время занятости дней	Зп, руб.
Производитель работ (РЗА)	1	24000	2	3268	4	13072
Член бригады (РЗА)	1	20000	2	2724	4	10896
Производитель работ (ремонт)	1	21000	2	2860	8	11440
Член бригады (ремонт)	1	18000	2	2451	8	9806
итого				11303		45214

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Фонд заработной платы $\Phi ЗП = \sum ЗП_{исп}$,

Вариант 1.

$\Phi ЗП = 11303$ р.

Вариант 1.

$\Phi ЗП = 45214$ р.

Размер отчислений на социальные нужды работников с классом рабочего места 3.2 составляет 34% от $\Phi ЗП$.

Сумма отчислений на социальные нужды составляет:

Вариант 1.

$I_{сн} = 11303 \cdot 0,34 = 3843$ руб.

Вариант 2.

$I_{сн} = 45214 \cdot 0,34 = 15372$ руб.

$I_{обсл} = \sum ЗП_{исп} + I_{сн}$

Вариант 1.

$I_{обсл} = 11303 + 3843 = 15146$ руб.

Вариант 2.

$I_{обсл} = 45214 + 15372 = 60586$ руб.

5.6 Расчёт ежегодных эксплуатационных затрат

Вторым важным, помимо капиталовложений, технико-экономическим показателем являются эксплуатационные затраты (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования.

Эксплуатационные затраты, руб., определяются из следующей формулы:

$I_{э} = I_{ам} + I_{обсл}$

Вариант 1.

$1030250 + 15146 = 1045396$ руб.

Вариант 2.

$2270822 + 60586 = 2331408$ руб.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

где $I_{ам}$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб;

$I_{обсл}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб;

$I_{пот}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Результаты расчётов приведённых затрат сводим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Приведённые затраты, руб.

$Z=рн \cdot K+И$	рн	I_k	I_s
4908837	0,15	25756273	1045396
5737640	0,15	22708217	2331408

Приведённые затраты за 5 лет, руб.

$Z=рн \cdot K+И$

$$Z_1 = 0,15 \cdot 25756273 + 1045396 = 4908837 \text{ руб.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 22708217 + 2331408 = 5737640 \text{ руб.}$$

В результате произведённых расчётов оптимальным по экономическим показателям является вариант 1, характеризующийся минимальными приведёнными затратами (на 14,5 % ниже приведённых затрат по варианту 2). Следовательно, принимаем вариант с установкой комплектных разъединителей SGF 123 АВВ в сборе с приводом МТ 50.

6 Социальная ответственность

6.1 Введение

Целью данной работы является выявление и анализ вредных и опасных производственных факторов присутствующих на рассматриваемом рабочем месте в 1 ЗРУ – 110 кВ (закрытое распределительное устройство) АО Ново-Кемеровская ТЭЦ. В процессе работы подробно изучены вредные и опасные производственные факторы, установлены предельно допустимые уровни. В процессе работы рассмотрены типичные для данного объекта чрезвычайные ситуации, разработан ряд мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций. Разработаны организационные и технические меры безопасности, направленные на снижение класса вредности установленного специальной оценкой условий труда.

6.2 Анализ вредных и опасных факторов на объекте исследования.

Вредные производственные факторы:

- низкая освещённость;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- климатическое состояние воздушной среды;
- содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- шум.

Опасные производственные факторы:

- опасность поражения электрическим током;
- опасность ожога при загорании электрической дуги.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					111	156
<i>Консульт.</i>		Амелькович Ю.А				ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Низкая освещённость.

Недостаточный уровень освещённости на рабочем месте работника, при длительном воздействии оказывает неблагоприятное воздействие на орган зрения работника и может привести к проф. заболеванию в виде снижения зрения работника. Кроме того, данный ВПФ может привести к ошибочным действиям персонала и сделать невозможной быструю и безопасную эвакуацию персонала.

В целях снижения уровня воздействия на работника данного ВПФ применяются:

- Системы освещения в соответствии с Строительные нормы и правила СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" (утв. постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. N 18-78) (с изменениями и дополнениями)
- Проходные и автоматические система включения освещения рабочих мест.
- Обеспечение персонала переносными источниками света.

Помещение 1 ЗРУ 110 кВ относится к третьему разряду зрительной работы с периодической работой при периодическом пребывании в помещении. Согласно СНиП 23-05-95 уровень освещённости рабочего места должен быть не менее 300 Лк. Запрещается проведение оперативных переключений при освещённости рабочего места менее 5 Лк.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

В помещении 1 ЗРУ 110 кВ источником повышенного уровня электромагнитных излучений является всё электрооборудование напряжением выше 1000 В не имеющие экранирования. Основным источником повышенного уровня электромагнитных излучений являются силовые шины 110 кВ.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Предельно допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны - 5000 мг/м³.

В целях предотвращения воздействия на работников данного ВПФ производится контроль концентрации элегаза с помощью специальных приборов на высоте 10-15 см от уровня пола в помещениях ЗРУ 110 кВ, в которых установлены элегазовые выключатели 110 кВ (Объем и нормы испытаний электрооборудования. СО 34.4551.300 97, п. 1.3).

Шум.

В соответствие с «ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы», «приказом министерства здравоохранения и социального развития российской федерации от 12 апреля 2011 года N 302н Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования)» и «СН2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах» шум на рабочих местах является вредным производственным фактором при превышении значений указанных в таблице.

Таблица 6.2.4 Требования к уровню шума на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Так как уровень шума оборудования не превышает допустимых значений, средства защиты органов слуха, медицинские осмотры, компенсации и другие организационные мероприятия не предусматриваются.

Опасность поражения электрическим током в помещении 1 ЗРУ 110 кВ создаёт всё электрооборудование напряжением до и выше 1000В.

В отношении опасности поражения людей электрическим током помещение 1 ЗРУ 110 кВ является особо опасным. Особо опасные помещения характеризуются наличием условий, создающих особую опасность:

- Токопроводящие железобетонные полы.
- возможность одновременного прикосновения к имеющим соединения с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и др., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.

Опасность воздействия электрического тока на человека велика еще и потому, что он незаметен для глаза, не слышим, не чувствуется на расстоянии, не имеет запаха, а воспринимается лишь в момент соприкосновения с незащищенными токонесущими проводами или деталями электроустановок и их корпусами, которые по каким-либо причинам попали под напряжение.

Электрический ток проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

В целях защиты работников от опасности поражения электрическим током применяется ряд организационных и технических мероприятий согласно:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок «Приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013г. №328н;
- Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (Москва 2003г.) СО153-34.03.603-2003;

В частности, применяются защитные ограждения и комплекс электрозащитных средств.

Опасность ожога при загорании электрической дуги в помещении 1 ЗРУ 110 кВ создаёт все коммутационные аппараты в процессе коммутации. А

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

также всё электрооборудование напряжением до и выше 1000В в режиме короткого замыкания.

Электрическая дуга имеет температуру 5000-50000 К°, что может привести к тяжёлым ожогам работников.

В целях защиты работников от воздействия данного ОПФ применяется:

- Обеспечение работников специальной одеждой из негорючих тканей, а также защитного забрало.
- Применением системы релейных и механических блокировок, исключающих возможность возникновения коротких замыканий вследствие ошибочного, либо самопроизвольного включения.
- Применением защитных ограждений.
- Организация производственного процесса согласно НТД.

6.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

В ходе реконструкции электрической части АО Ново-Кемеровская ТЭЦ Будет проведена замена разъединителей РЛНО 110 на разъединители SGF 123 с приводом дистанционной коммутации МТ 50. Замена разъединителей позволит эксплуатационному персоналу проводить оперативные переключения находясь на безопасном расстоянии в отношении поражения работников шаговым напряжением (4 метра в ЗРУ). Кроме того, производство оперативных переключения на удалённом расстоянии исключает вероятность возникновения термических электротравм.

В целях исключения воздействия на работников данного ОПФ 13РУ 110 кВ оснащается 4 стендами с СИЗ и СКЗ в объёме, приведённом в таблице 3.3.1

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

Таблица 6.3.1 Перечень СИЗ и СКЗ на стендах 13РУ 110 кВ

Наименование	Количество (шт)
Блок-ключ	1
Ограждение веревочное	2
Ограждение деревянное	1
Рукоятки приводов ЗШР	4
Стой напряжение	10
Работать здесь	5
Заземлено	5
Не включать работают люди	5
Указатель напряжения (УВН-110кВ)	2
Штанга диэлектрическая (ШО-110кВ)	1
Штанга диэлектрическая (ШО-10кВ)	1
Боты диэлектрические	1 пара
Перчатки диэлектрические	2 пары

В целях защиты персонала от термических рисков электрической дуги эксплуатационный персонал обеспечивается специальной одеждой в следующем объеме, с установленными сроками носки:

- костюм защитный от воздействия электрической дуги (летний) – 24 месяца;
- каска термостойкая с защитным экраном для лица – 5 лет;
- перчатки термостойкие – 6 месяцев;
- подшлемник термостойкий (летний) – 24 месяца;
- белье нательное х/б или термостойкое – 6 месяцев;
- ботинки кожаные летние для защиты от повышенных температур на маслобензостойкой подошве – 12 месяцев;
- перчатки диэлектрические – дежурные;
- галоши диэлектрические – дежурные;
- наушники противозумные или "Беруши" – до износа;
- подшлемник термостойкий зимний – 24 месяца;
- костюм зимний защитный от воздействия электрической дуги – 24 месяца;
- сапоги кожаные зимние для защиты от повышенных температур на маслобензостойкой подошве – 12 месяцев;

- рукавицы комбинированные или перчатки (зимние) – 6 месяцев;
- противогаз – до износа.

В зависимости от характера работ и условий их производства эксплуатационному персоналу бесплатно выдаётся дополнительная спец. одежда и другие защитные средства для этих условий. Во время работы он должен пользоваться выданной ему спец. одеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной защиты, и она должна быть исправной, отремонтированной и чистой.

6.4 Экологическая безопасность.

В процессе эксплуатации разъединителей единственным фактором воздействия на окружающую среду является испарение оксидов металла в процессе коммутации разъединителя. Количество выделенного оксида металлов напрямую зависит от времени коммутации и составляет: для разъединителей с ручным приводом 400-800 мкг, для разъединителей с моторным приводом 70-200 мкг. В целях снижения негативного воздействия на окружающую среду при проектировании выбраны разъединители с моторным приводом МТ 50.

Для применённого в процессе проектирования элегазового выключателя ВЭБ-110 фактором воздействия на окружающую среду является выделение в аварийном режиме гексафторида серы.

Гексафторид серы (также элегаз или шестифтористая сера, SF₆) — неорганическое вещество, при нормальных условиях тяжёлый газ, в 5 раз тяжелее воздуха. Электрическая прочность при атмосферном давлении и зазоре 1 см составляет 89 кВ/см. Характерным является очень большой коэффициент теплового расширения и высокая плотность. Это важно для энергетических установок, в которых проводится охлаждение каких-либо частей устройства, так как при большом коэффициенте теплового расширения легко образуется конвективный поток, уносящий тепло. Элегаз безвреден в смеси с воздухом.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		119

Однако вследствие нарушения технологии производства элегаза или его разложения в аппарате под действием электрических разрядов (дугового, коронного, частичных), в элегазе могут возникать чрезвычайно активные в химическом отношении и вредные для человека примеси, а также различные твёрдые соединения, оседающие на стенах конструкции. Интенсивность образования таких примесей зависит от наличия в элегазе примесей кислорода и особенно паров воды.

По степени воздействия на организм человека относится к малоопасным веществам (4-й класс согласно ГОСТ 12.1.007-76).

Имеется возможность отравления продуктами распада элегаза (низшими фторидами), образующимися, например, при работе дугогасительных камер в высоковольтных выключателях.

Потенциал разрушения озонового слоя $ODP = 0$.

Потенциал глобального потепления $GWP = 24\ 900$ (регламентируется Киотским протоколом).

После окончания срока эксплуатации оборудования возможно высвобождение промышленных отходов, четвёртого класса опасности в соответствии с приказом №511 от 15.06.2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации классов опасности:

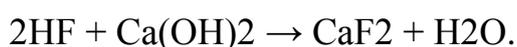
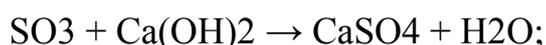
Четвёртый класс – малоопасные. Установлена низкая степень вредного воздействия на природную среду, а период восстановления составляет от 3-х лет.

6.5 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

В целях защиты окружающей среды от продуктов распада элегаза (низшими фторидами), образующимися, например, при работе дугогасительных камер в высоковольтных выключателях. Своевременного выявления разгерметизации баков выключателей производится контроль концентрации элегаза с

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

помощью специальных приборов на высоте 10-15 см от уровня пола в помещениях ЗРУ 110 кВ, в которых установлены элегазовые выключатели 110 кВ. Объем и нормы испытаний электрооборудования. СО 34.4551.300 97, п. 1.3). Основную сложность представляет собой регенерация и утилизация элегаза. После определенного срока эксплуатации или вынужденной эвакуации при авариях его откачивают с помощью газотехнологической установки в подготовленные баллоны для регенерации в регенерационной установке или на заводе-изготовителе элегаза. Необходимо стремиться к непрерывному циклу его многократного использования, начиная от разработки, испытаний, ввода в эксплуатацию и кончая технической эксплуатацией при проведении ремонтных работ. Даже, когда прекращается эксплуатация, он должен перекачиваться для повторного использования во вновь монтируемое оборудование. Регенерацией почти всегда можно снизить до требуемого уровня как наличие в нем влаги, так и содержание химически активных и вредных фторидов. Конечная утилизация использованного многократно элегаза должна предприниматься, когда его уже нельзя регенерировать или в элегазовом оборудовании больше нет необходимости. Утилизировать элегаз можно экологически чисто путем термического нагрева выше 1000-1200 градусов Цельсия. При таком нагреве элегаз диссоциирует с разложением на химически активные компоненты, вступающие в реакции, в основном с кислородом и водородом. При этом образуются соединения SO₃ и HF. Продукты разложения удаляются при прохождении через скруббер, заполненный раствором гидроксида кальция (гашеная известь), образуя, в частности, сульфат кальция (природный гипс) и фторид кальция (плавиковый шпат) по приводимым ниже химическим реакциям:



Природный гипс может использоваться в строительстве, а плавиковый шпат в здравоохранении. Твёрдые отходы такие как пластик, стекло, металлы утилизируются на специальный полигон.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

В процессе эксплуатации объекта высвобождается большое количество ртути содержащих ламп.

Хранение люминесцентных ламп должно осуществляться в помещении, которое отдельно расположено от производственных цехов. Оно должно соответствовать требованиям правил хранения токсичных отходов и санитарных норм. В нем должна быть налажена система вентиляции.

Полы в помещении должны быть изготовлены из водонепроницаемого материала, который препятствует попаданию вредного металла в окружающую среду. Главное условие, сохранение герметичности. В закрытых помещениях концентрация паров может возрасти в 150 раз. Потеря герметичности даже одной лампочки может привести к отравлению персонала. Сбор отходов осуществляется с разделением по диаметру и длине. Для каждого вида должна быть отдельная тара. Лампы в ней должны быть уложены плотно. Любой хозяйствующий субъект должен вести журнал движения ртути содержащих светильников. Он должен быть пронумерован и прошнурован. В нем указываются поступившие и отработавшие лампы, их марки, лицо, принимающее отходы на хранение.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Возможные ЧС при эксплуатации оборудования:

- короткое замыкание вследствие ошибочного, либо самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;
- пожар основного, или вспомогательного оборудования 1 ЗРУ 110 кВ;
- разгерметизация выключателя, воздействие на обслуживающий персонал среды выключателя;
- поражение электрическим током высокого напряжения работников.

Наиболее типичная ЧС короткое замыкание вследствие ошибочного, либо самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры.

Превентивные меры по предупреждению ЧС:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

- Применение релейных блокировок, исключающих возможность коммутации разъединителем под нагрузкой.
- Применение релейных блокировок, исключающих возможность коммутации выключателей при включенных ЗН.
- Применение релейных блокировок, исключающих возможность коммутации разъединителем ЗН при включенном положении разъединителей, выключателей.
- Применение релейных блокировок, исключающих возможность коммутации разъединителем ЗН при наличии напряжения.
- Применение механических блокировок, исключающих возможность включения ЗН, при включенном положении разъединителей.
- Внедрение систем дистанционного управления выключателями и разъединителями.

Действия по локализации и устранению последствий ЧС:

Разработка оперативных указаний для оперативного персонала, по действиям в аварийной ситуации

Возможными ЧС при эксплуатации энергообъекта являются:

- Пожар - неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства.
- Короткое замыкание вследствие ошибочного, либо самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры.
- Поражение электрическим током высокого напряжения работников.

6.7 Обоснование мероприятий по предотвращению чрезвычайных ситуаций

Основной мерой защиты от пожаров является составление и неукоснительное соблюдение инструкций о мерах пожарной безопасности на энергообъекте.

Пожарная безопасность

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

Характеристика помещения 1 ЗРУ 110 кВ в отношении пожарной опасности.

категория помещения НПБ 105-2003 В-4 класс зоны помещения ПУЭ П-2а

Содержание территории

Территория электрического цеха АО Ново-Кемеровская ТЭЦ должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

На ГЩУ находятся защитные средства для пожарных подразделений при ликвидации пожара в необходимом количестве. Применение этих средств для других целей не допускается.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ.

В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления пожарных машин.

6.8 Разработка порядка действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций

На предприятиях электроэнергетики (в том числе вновь вводимых и реконструированных) разрабатывается ПМЛА (план мероприятий по локализации и ликвидации аварийных ситуаций на опасных производственных объектах).

6.8.1 Тушение пожара в распределительных устройствах

Всё электрооборудование, находящееся в зоне пожара должно быть обесточено. Вентиляция, если она увеличивает приток воздуха к очагу пожара, должна быть отключена. Отключение горящего оборудования и снятие напряжения с электрических присоединений, находящихся в зоне пожара, может производиться без предварительного получения разрешения вышестоящего

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

лица, осуществляющего оперативное руководство, но с обязательным последующим уведомлением его о произведённых операциях. Наложение заземлений на шинах присоединения может производиться одним лицом, но при условии пользования стационарными заземляющими ножами разъединителями, переносными заземлениями на изолирующих штангах.

Допускается не накладывать заземления на шины присоединения с горящим оборудованием, если при тушении пожара заведомо не может быть попадания ОТВ (воды, пены и т.п.) на токоведущие части, например, при тушении отдельно стоящего трансформатора при разрыве у него дна бака (низовой пожар) и т.д. В отдельных случаях, когда немедленное отключение оборудования и снятие напряжения с электрических присоединений не представляется возможным или, когда огонь быстро распространяется и грозит соседнему оборудованию, допускается до отключения оборудования и снятия напряжения, применять для тушения углекислотные и порошковые огнетушители или стационарные установки пожаротушения.

Потенциальные причины возникновения возгораний в 1 ЗРУ 110 Кв:

- Короткое замыкание в цепях основного и вспомогательного оборудования.
- Перегрев, вследствие превышения допустимой нагрузки оборудования.
- Ослабление гальванической связи в соединительных узлах
- Превышение допустимого напряжения вследствие атмосферного разряда
- Перенос возникшего на ОРУ очага возгорания.

6.8.2 Тушение пожара огнетушителями

В подразделениях электрического цеха АО «Ново-Кемеровской ТЭЦ» применены огнетушители следующих типов:

- Углекислотные огнетушители (ОУ);
- Воздушно-эмульсионные огнетушители (ОВЭ);

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

- Порошковые огнетушители (ОП).
Углекислотные огнетушители (ОУ)

В качестве огнетушащего вещества в огнетушителях ОУ применяют сжиженный диоксид углерода (углекислоту). Эффективность пламягашения достигается охлаждением зоны горения и вытеснением кислорода негорючим углекислым газом.

При тушении пожара в помещении с помощью углекислотных передвижных огнетушителей необходимо учитывать возможность снижения содержания кислорода в воздухе помещений ниже предельного значения и использовать изолирующие средства защиты органов дыхания.

Из-за высокого давления запрещается хранить углекислотные огнетушители вблизи источников тепла и допускать попадания прямых солнечных лучей.

При использовании углекислотного огнетушителя категорически запрещается прикасаться к раструбу огнетушителя, т.к. диоксид углерода при переходе из жидкого состояния в газообразное моментально охлаждает раструб огнетушителя до $t -70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Преимущества углекислотных огнетушителей:

- эффективность тушения твёрдых, жидких и газообразных веществ и электроустановок под напряжением до 10 000 В;
- отсутствие следов тушения;
- диапазон рабочих температур от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Недостатки углекислотных огнетушителей:

- возможность появления значительных тепловых напряжений в результате резкого охлаждения объекта тушения;
- возможность обморожения рук из-за резкого охлаждения раструба и баллона огнетушителя;
- накопление зарядов статического электричества на огнетушителе во время применения;

- применение углекислотных огнетушителей в замкнутом пространстве приводит к резкому увеличению концентрации CO₂, что может вызвать явление кислородной недостаточности и удушья;
 - снижение эффективности огнетушителя при отрицательных температурах.
 - не применяются для тушения веществ, горящих без доступа воздуха
- Воздушно-эмульсионные огнетушители (ОВЭ)

В огнетушителях ОВЭ используется закачной принцип. Огнетушащее вещество на водной основе (ОТВ) безопасно для человека и окружающей среды. Огнетушители ОВЭ позволяют немедленно приступить к тушению очага возгорания в закрытых помещениях до начала эвакуации людей без применения средств индивидуальной защиты органов дыхания и зрения. Применение огнетушителей ОВЭ не приводит к снижению видимости в зоне возгорания. Возможно использование для тушения возгорания в закрытых помещениях в присутствии людей без применения средств индивидуальной защиты. Отсутствие вторичного ущерба от пролива или загрязнения объекта огнетушащим веществом, из-за минимального расхода ОТВ.

Преимущества воздушно-эмульсионных огнетушителей:

- высокая эффективность тушения твёрдых горючих веществ, материалов органического происхождения, горение которых сопровождается тлением, и горючих жидкостей (класс А, В);
- возможность тушение электроустановок под напряжением и электрооборудования до 10 000 В для огнетушителя ОВЭ-6(з),
- до 20 000 В для огнетушителя ОВЭ-6(б);
- эффективное охлаждение очага горения;
- отсутствие вторичного ущерба от воздействия огнетушащего вещества;
- диапазон рабочих температур от -40 °С до +50 °С;

- один огнетушитель ОВЭ-5 (воздушно-эмульсионный) по огнетушащим способностям твёрдых горючих веществ превосходит по своим характеристикам 20 огнетушителей ОВП-5(з) (воздушно-пенные)

Порошковые огнетушители (ОП)

Работа порошковых огнетушителей основана на вытеснении огнетушащего порошкового состава под действием избыточного давления инертного газа, который закачан в корпус огнетушителя. При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо учитывать возможность образования высокой запылённости и снижения видимости очага пожара и путей эвакуации, а также раздражающего действия порошка на органы дыхания. Не рекомендуется применять порошковые огнетушители в помещениях малого объема - менее 40 м³.

При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо применять дополнительные меры по охлаждению нагретых элементов оборудования или строительных конструкций.

Преимущества порошковых огнетушителей:

- эффективность тушения жидких и газообразных веществ (класс В, С) и электроустановок под напряжением до 10 000 В;
- диапазон рабочих температур от -40 °С до +50 °С.

Недостатки порошковых огнетушителей:

- высокая задымлённость и значительное снижение видимости очага и путей выхода из-за порошкового облака, образующегося при применении;
- необходимость применения средств индивидуальной защиты в закрытых помещениях;
- трудно удаляемое загрязнение порошком защищаемого объекта.

6.8.3 Тушение очагов горения подручными материалами.

Небольшие очаги горения можно допускаться тушить:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		128

- песком, землёй, посыпать вокруг тонким слоем, стремясь создать сплошной покров;
- брезентом, кошмой, асбестом и другими материалами, способными прекратить доступ воздуха к очагу горения. Для этого горящий участок накрыть сверху или обмотать, если это вертикальный участок. Пламя можно сбить песком, куском брезента и другими подручными материалами.

6.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.9.1 Организационные вопросы

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники, занятые на тяжёлых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по наряд-допуску,
- по распоряжению;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами и изделиями медицинского назначения для оказания первой помощи работникам в соответствии с действующими правилами и нормами.

6.9.2 Правовые вопросы

Согласно проведённой на рабочем месте эксплуатационного персонала специальной оценке условий труда условия труда по степени вредности и опасности относятся к вредным условиям труда 3 класс, подкласс 3.1 вредные условия труда 1 степени - условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, после воздействия которых измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается, как правило, при более длительном, чем до начала следующего рабочего дня (смены), прекращении воздействия данных факторов, и увеличивается риск повреждения здоровья.

Специальная оценка условий труда условия труда проведена на основании Федерального закона от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда"

Работникам, эксплуатирующим рассмотренное оборудование в соответствии с классом 3.1 оплата труда повышается как минимум на 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются локальным нормативным актом либо коллективным или трудовым договором.

В целях соблюдения требований безопасности в процессе реконструкции и эксплуатации объекта должны неукоснительно соблюдаться следующие НТД:

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	<i>Лист</i>
						130
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок «Приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013г. №328н;
- Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (Москва 2003г.) СО153-34.03.603-2003;
- Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ утв. приказом Минтопэнерго РФ от 19.02.2000 № 49;
- Правила по охране труда при работе на высоте приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 28 марта 2014 г. N 155н;
- Межотраслевая инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве ISBN 978-5-93196-735-6 утв. Приказом № 353н Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 17.05.2010г;
- Правила противопожарного режима в РФ, утверждённые постановлением правительства РФ от 25.04.2012г. № 390. С изменениями на 10 ноября 2015;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, Москва 2003г, (главы: 1.1; 1.3; 5.1; 5.3; 5.4; 5.5; 5.9) (СО №153-34.20.501-2003) (ПТЭ);
- Правила устройства электроустановок 7 издание (ПУЭ), (разделы: 1, 3, 4, глава 7.4);
- ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97г. № 116-ФЗ (с изменениями на 13 июля 2015 года)»;
- Федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (ред. от 13.07.2015);
- Трудовой кодекс РФ, ФЗ от 30.12.01г. № 197 (с изменениями от 05.10.2015г);
- Правила по охране труда при работе с инструментом и приспособлениями от 17.08.2015г. Утверждены приказом Минтруда России №552н.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

В целях соблюдения требований безопасности в процессе реконструкции и эксплуатации объекта, в организации должны быть разработаны и неукоснительно соблюдаться следующие НТД:

- Должностные инструкции;
- Инструкции по охране труда;
- Коллективный договор;

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

Заключение

В объёме данной ВКР проведён анализ состояния оборудования закрытого распределительного устройства 110 кВ №1, проведён расчёт токов короткого замыкания, допустимых токов шин РУ с учётом вновь подключаемых мощностей. По результатам проведённого анализа и проведённых расчётов установлена невозможность дальнейшей эксплуатации силовых разъединителей, токопроводов шин секции, устройств защиты от перенапряжений.

Проведён выбор, а также проведена проверка правильности выбора основного оборудования, в частности: силовых разъединителей, токопроводов шин РУ, ограничителей перенапряжения нелинейных, а также выбран необходимый при подключении дополнительной нагрузки высоковольтный выключатель.

Проведён расчёт механических нагрузок вновь проектируемой ВЛ 110 кВ Ново-кемеровская ТЭЦ – Очистная В2, на основании которого составлен расстановочный шаблон линии, проведён выбор промежуточных и анкерно-угловых опор, фундаментов, линейных изоляторов.

Проведён расчёт и выбор оборудования для замены действующего контура заземления с использованием хорошо зарекомендовавших себя в части надёжности и срока эксплуатации модульных систем заземления.

Проведён расчёт экономической эффективности и сравнительный анализ различных вариантов, обеспечивающих требуемые надёжность и безопасность при эксплуатации оборудования.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Антонов Д.А.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Фикс Н.П.					133	156
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

Кроме того, при выборе устанавливаемого оборудования реализован потенциал в отношении возможного снижения воздействия на эксплуатационный персонал вредных и опасных производственных факторов. Подробно изучены вредные и опасные производственные факторы, а также возможные чрезвычайные ситуации на объекте реконструкции, разработан ряд технических и организационных мероприятий.

Планируемая реконструкция обеспечит повышение надёжности электро- и теплоснабжения потребителей энергией нормативного качества, повышение безопасности труда эксплуатационного персонала, а также снизит потенциальные риски материальных потерь от последствий аварийных ситуаций и недоотпуска энергии.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

Список использованных источников

- 1 Основы проектирования объектов энергосистем: метод. указ. и индивид. задания для студентов ИнЭО, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроэнергетические системы и сети» / сост. Т.А. Глазырина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 41 с.
- 2 Правила устройства электроустановок. ПУЭ издание седьмое. Утверждены пр. Минэнерго России от 08.07.2002 № 204
- 3 Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
- 4 Строительные нормы и правила Российской Федерации. СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
- 5 Гологорский Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–500 кВ/ Е.Г. Гологорский, А.Н. Кравцов, Б.М. Узелков. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 344 с.
- 6 Бацева Н.Л. Специальные вопросы проектирования электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / Н.Л. Бацева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 254 с.
- 7 Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) [Электронный ресурс] : учебник для бакалавров / С. В. Белов. — 4-е

					ФЮРА.140205.002 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Антонов Д.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Фикс Н.П.</i>				135	156
<i>Консульт.</i>					Список использованных источников ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>							

- 9 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
- 10 Давыдов, Борис Ильич. Биологическое действие, нормирование и защита от электромагнитных излучений / Б. И. Давыдов, В. С. Тихончук, В. В. Антипов. — Москва: Энергоатомиздат, 1984. — 177 с.: ил.: 21 см.
- 11 Авраамов, Ю. С. Защита человека от электромагнитных воздействий / Ю. С. Авраамов, Н. Н. Грачев, А. Д. Шляпин. — Москва: Изд-во МГИУ, 2002. — 232 с.: ил. — Это важно знать!. — Библиогр.: с. 227- 231.
- 12 Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. — Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. — Библиогр.: с. 148 (27 назв.).
- 13 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 14 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 15 ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общесанитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 16 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 17 ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
- 18 ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 19 ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
- 20 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
- 21 ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

22 ГОСТ 12.3.002–75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

23 Р 2.2.2006–05. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

24 ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

25 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. 65.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные

26 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

					ФЮРА.140205.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137